

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Отделение Геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Комплекс промыслово-геофизических исследований с целью оценки технического состояния скважины Ямбургского газоконденсатного месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ)

УДК 550.832:622.324.5(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Юрченко Иван Геннадьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	к.г.-м.н.		
Ст. преподаватель	Лукин А.А.	к.г.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Винокурова Г.Ф.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев В.В.	к.г.-м.н.		

Томск – 2019 г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Отделение Геологии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Ростовцев В.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
224А	Юрченко Ивану Геннадьевичу

Тема работы:

Комплекс промыслово-геофизических исследований с целью оценки технического состояния скважины Ямбургского газоконденсатного месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

Текстовый и графический материалы по Ямбургскому газоконденсатному месторождению, обзорная карта района работ, каротажные диаграммы.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов

Введение

1. Общие сведения о месторождении. Географо-экономический очерк. Геолого-геофизическая изученность района.
2. Геолого-геофизическая характеристика месторождения. Стратиграфия. Тектоника. Нефтегазонасность. Петрофизическая характеристика. Сейсмогеологическая характеристика.
3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.
4. Основные вопросы проектирования. Задачи геофизических исследований. Обоснование объекта исследований. Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.
5. Методические вопросы. Методика проектных геофизических работ. Интерпретация геофизических данных.
6. Специальное исследование. Метод активной термометрии. Тепловая метка
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
8. Социальная ответственность

Заключение

Список использованных источников

Перечень графического материала

1. Обзорная карта района работ
2. Тектоническая карта района работ
3. Данные геофизических исследований, ранее проведенных в скважине №7
4. Структурная карта Ямбургского ГКМ по кровле сеноманской продуктивной толщи с выделенной скв. №7
5. Результаты исследования ПГИ в скважине №7 ЯГКМ
6. Схема скважинного прибора КСА Т12
7. Схема скважинного прибора КСАТ-РК.43-150/80
8. Схема прибора активной термометрии с индукционным нагревателем
9. Схема измерения зондом и зависимость температуры ниже индуктора от времени
10. Температура на оси колонны на двух уровнях зонда

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
По менеджменту	Профессор Трубникова Н.В.
По социальной ответственности	Доцент Винокурова Г.Ф.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Лукин А.А.	к.г.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Юрченко Иван Геннадьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
224А	Юрченко Ивану Геннадьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Виды и стоимость ресурсов: Материально-технические: Общая стоимость – 132250,4 руб. Человеческие: 2 исполнителя. Общие затраты на заработную плату и отчисления во внебюджетные фонды – 62263,6 руб. Общий бюджет затрат НИР - 194514 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Тарифы на электроэнергию-приказ департамента тарифного регулирования Томской области № 6-702 от 27.12.2018г Оклад руководителя ВКР-приказ №5994 от 25.06.2016 «Должностные оклады ППС и педагогических работников с 01.06.2016 г.» Районный коэффициент-1,3 Премияльный коэффициент-0,3 Коэффициент доплат и надбавок-0,2
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ Ключевые ставки налогообложения: НДС, налог на прибыль организаций, налог на имущество физ. лиц, земельный налог Отчисления во внебюджетные фонды - 27,1%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Определение конкурентоспособности проекта. SWOT-анализа.
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение научного проекта как альтернативы существующего метода.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки ресурсной, финансовой, экономической эффективности исследования установления охранных зон линейно-протяженных объектов на примере газопровода «Сила Сибири»

Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения НТИ
4. Определение бюджета НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н. В.	д.и.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Юрченко Иван Геннадьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
224А	Юрченко Ивану Геннадьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является добывающая скважина, для которой разрабатывается комплекс промыслово-геофизических методов исследования. Комплекс позволяет оценить техническое состояние скважины – выявить интервалы негерметичности в стволе и оценить качество его цементирования.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: — специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; — организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Условия труда работников должны соответствовать пунктам перечня мероприятий, а все геофизические работы должны проводиться в соответствии с ПУЭ и РД 153-39.0-072-01.
2. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	Среди вредных факторов выявлены следующие: — отклонение показаний микроклимата в помещении и на открытом воздухе (источники теплоты в помещении и работа на открытом воздухе при неблагоприятных метеорологических условиях); — недостаточная освещенность рабочей зоны; — превышение уровней шума (высокий уровень шума при работе на устье скважины). Среди опасных факторов выявлены следующие: — поражение электрическим током; — движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Для всех выявленных опасных и вредных факторов рассмотреть мероприятия по защите.
3. Экологическая безопасность	— Загрязнение литосферы при выбросах раствора из скважины — Загрязнение гидросферы, просачивающимися загрязняющими агентами через песок — Загрязнение атмосферы выхлопными газами от работы каротажной станции
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	На данном участке в осенний период времени года, где предполагается провести геофизические работы может возникнуть такая чрезвычайная ситуация как пожар.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Винокурова Г.Ф.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
224А	Юрченко Иван Геннадьевич		

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Абс – абсолютные отметки

АКЦ – акустическая цементометрия

ГВК – газоводяной контакт

ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное
изопараметрическое зондирование

ГИС – геофизические исследования скважин

ГНК – газонефтяной контакт

ГК – гамма-каротаж

ЛМ – локатор муфт

Скв – скважина

УВ – углеводород

ГКМ – газоконденсатное месторождение

НГМ – нейтронный гамма –каротаж

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 97 с., 11 рис., 25 табл., 35 источников.

Ключевые слова: термометрия, промыслово-геофизические исследования скважин, Ямбургское газоконденсатное месторождение.

Объектом исследования является скважина №7 Ямбургского газоконденсатного месторождения .

Цель работы – проведение комплекса геофизических исследований в скважинах Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа России с целью контроля за техническим состоянием скважин Ямбургского газоконденсатного месторождения.

В процессе исследования проводился комплекс геофизический исследований для изучения технического скважины.

В результате исследования поставленные цели были достигнуты.

Степень внедрения: результаты проектирования рекомендуются компании, которая уже имеет значительную базу геофизических исследований скважин на месторождении.

Область применения: промыслово-геофизические исследования скважин на Ямбургском газоконденсатном месторождении.

Экономическая значимость работы заключается в обнаружении наличия заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны, которые ведут к материальным затратам, связанным с незапланированным ремонтом скважины, необходимого для ликвидации негативных последствий, снижающих продуктивность скважины. Несвоевременное обнаружение таких дефектов скважины ведет к ежедневной потере качества и количества извлекаемого продукта, что сильно сказывается на экономической составляющей предприятия.

В будущем планируется продолжить контроль за техническим состоянием скважин Ямбургского газоконденсатного месторождения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	12
1.1. Географо-экономический очерк района работ	12
1.2. Геолого-геофизическая изученность	15
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	19
2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика продуктивного разреза	19
2.2. Тектоника.....	25
2.3. Нефтегазоносность	29
2.4. Петрофизическая характеристика.....	31
2.5. Сейсмогеологическая характеристика.....	33
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	35
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	39
4.1 Задачи геофизических исследований	39
4.2. Обоснование объекта исследований.....	39
4.3. Физико-геологическая модель объекта исследований. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	40
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	44
5.1. Методика проектных геофизических работ	44
5.2. Интерпретация геофизических данных.....	48
6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ..	Ошибка! Закладка не определена.
6.1 Метод активной термометрии	Ошибка! Закладка не определена.
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	54

7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	54
7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	54
7.1.2 Анализ конкурентных технических решений	55
7.1.3 SWOT-анализ	57
7.2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	60
7.3 Планирование научно-исследовательских работ	62
7.3.1 Структура работ в рамках научного исследования	62
7.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ	63
7.3.3 Разработка графика проведения научного исследования	64
7.4 Бюджет научно-технического исследования НТИ	69
7.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	73
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	77
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
8.1.1 Специальные нормы трудового законодательства	77
8.1.2 Организационные мероприятия	78
8.2 Производственная безопасность	80
8.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	80
8.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	85
8.3 Экологическая безопасность	89
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	91
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	95

ВВЕДЕНИЕ

Проектом предусматривается проведение комплекса геофизических исследований в скважинах Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа России. Данные работы проводятся с целью контроля за техническим состоянием скважин Ямбургского газоконденсатного месторождения.

В общей части описаны физико-географическое положение месторождения, геологическое строение, геофизическая изученность по результатам работ прошлых лет. Приведены данные о физических свойствах горных пород и анализ результатов геофизических исследований прошлых лет, рассмотрены вопросы выбора объекта исследований и методов исследования.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1. Географо-экономический очерк района работ

Районом работ является Ямбургское газоконденсатное эксплуатационное месторождение, которое находится в пределах Тазовского полуострова на территориях Надымского и Тазовского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (рис.1.1.1).

Населенным пунктом является вахтовый п. Ямбург, построенный с целью размещения персонала для обустройства и разработки Ямбургского месторождения. Районный центр п. Тазовский расположен в 120-140 км к юго-востоку от Ямбургского месторождения. Расстояние от райцентра (по прямой) до Салехарда составляет 520 км, до Тюмени – 1300 км. Города Новый Уренгой и Надым находятся, соответственно, в 225 км южнее и в 285 км юго-западнее месторождения. Остальные населенные пункты расположены по берегам Обской (п.п. Ныда, Нумги) и Тазовской (п.п. Тазовский, Находка, Антипаюта) губ.

Доставка грузов на месторождение осуществляется по железной дороге Новый Уренгой – ст. Ямбург, а также по автомобильной дороге от г. Новый Уренгой до порта Ямбург. В период навигации основные грузы доставляются по Обской и Тазовской губе. На месторождении построена автомобильная дорога, соединяющая установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Транспорт газа осуществляется по системе магистральных газопроводов Ямбург-Центр, а для транспорта конденсата построен конденсатопровод Ямбург-Уренгой. В зимнее время перевозка груза и оборудования осуществляется тракторами и вездеходами по зимникам, а также круглогодично вертолетами.

В орогидрографическом отношении площадь работ представляет собой слабо всхолмленную равнину с общим уклоном с юга на северо-восток и характеризуется сильным эрозионным расчленением. Абсолютные отметки

рельефа над уровнем моря изменяются от 10 м в долинах рек до 60-70 м на водораздельных участках.

Гидрографическая сеть представлена реками Поелаваяха и Хадуттэ, впадающими в Тазовскую губу, а также многочисленными их притоками. Вскрываются реки ото льда в первой половине июня, ледостав начинается в октябре. В ноябре лед становится прочным и возможно безопасное передвижение гусеничного транспорта. Почва междуречий сильно заболочена. Этому способствует слой вечной мерзлоты толщиной 200-300 м и слабое сезонное оттаивание почвы (40-50 см). Для территории месторождения характерны большая заозеренность водораздельных пространствах и наличие старичных озер по долинам крупных рек. Максимальная глубина озер составляет 0.5-5.6 м.

Реки несудоходные, шириной до 100 м, скорость течения 0.5 - 1.0 м/сек.

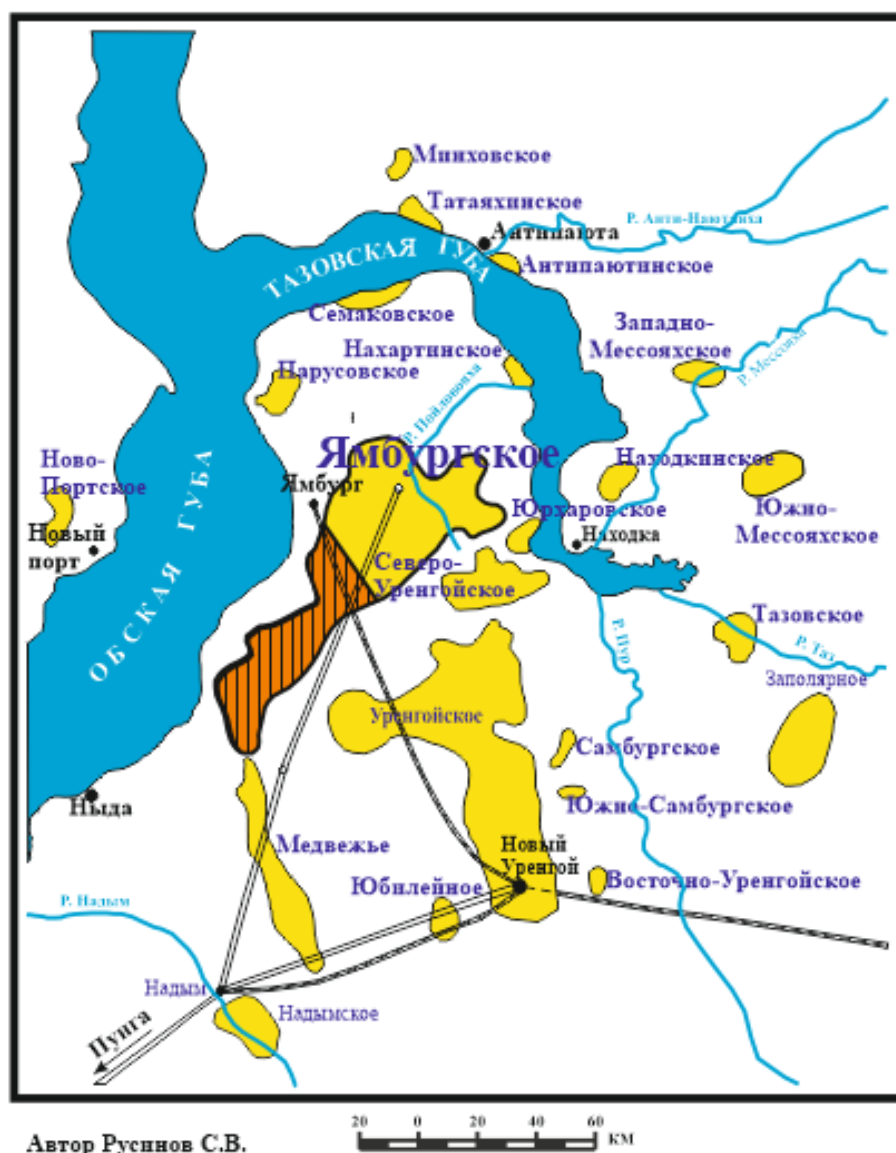
Район работ расположен в тундровой зоне. Большая часть площади покрыта мхами и лишайниками. По берегам рек встречается кустарниковая растительность - полярные ивы и карликовые березы высотой до 1.5 м.

Климат района континентальный. Зима продолжительная и суровая, с сильными ветрами и метелями, лето короткое (июль-август) и прохладное. Самый холодный месяц года - январь, морозы достигают -50-58°C. Среднемесячная температура воздуха -27°C. Мощность снегового покрова в понижениях рельефа до 2.0 м, на водоразделах 0.6-0.8 м.

Наиболее теплый месяц в году – август. Температура в отдельные дни повышается до +27 - +30°C, а при вторжении арктических масс воздуха летом (июль-август) температура понижается до -5°C, -6°C. Среднегодовая температура составляет -8°, -10°C. Преобладающее направление ветров в холодный период - южное и юго-западное, в теплый - северо-восточное. Годовое количество осадков составляет 350-400 мм, основная их часть выпадает в весенне-осенний период.

ОБЗОРНАЯ КАРТА РАЙОНА РАБОТ

масштаб 1 : 1000000



Условные обозначения

	Действующие газопроводы		Железная дорога		Населенные пункты
	Компрессорные станции		Реки		
	Месторождения		Район работ		

Рис. 1 – Обзорная карта района работ

1.2. Геолого-геофизическая изученность

Планомерное изучение территории севера Западно-Сибирской низменности геологическими и геофизическими методами началось в 50-х годах. В 1949-1953 г.г. трестом "Сибнефтегеофизика" выполнена аэромагнитная съемка масштаба 1:1000000, результаты которой были положены в основу районирования территории.

В 1952-1954 годах институтами ВСЕГЕИ и НИИГА на значительной территории севера Тюменской области проведена геолого-геоморфологическая съемка масштаба 1:1000000, по материалам которой выполнена стратификация четвертичных отложений, получены сведения о распространении многолетней мерзлоты.

В 1954-1955 годах проведена аэромагнитная съемка масштаба 1:1000000, а позднее в 1958 - 1959 годах - масштаба 1:200000.

В 1959 году на территории села Тазовское пробурена колонковая скважина глубиной 538 м, в результате получены сведения о литологии четвертичных, третичных и меловых отложений, включая сеноман. В южной части Тазовского полуострова проведена геологическая съемка в масштабе 1:200000, и с учетом данных предыдущих исследований, составлена геологическая карта территории.

С 1959 по 1961 год в пределах Надымского, Пуровского и Тазовского районов партиями Ямало-Ненецкой экспедиции проведена региональная аэрогравиметрическая съемка масштаба 1:1000000. В результате этих работ выполнено геотектоническое районирование фундамента.

Первые площадные сейсморазведочные работы МОВ на территории севера Тюменской области стали проводиться с 1959 года, по результатам которых к юго-востоку от Тазовского полуострова выявлены и оконтурены Тазовская и Заполярная положительные структуры.

В 1961 году на Тазовской структуре с целью вскрытия всего разреза мезокайнозойской осадочной толщи, изучения стратиграфии, литологии, перспектив нефтегазоносности была заложена опорная скважина с проектной

глубиной 4000 м. При глубине забоя 2644 м произошел мощный газоводяной выброс, повторившийся и при бурении второго ствола. Последующее бурение показало, что газовая залежь приурочена к верхней части сеноманских отложений. В связи с открытием Тазовского газового месторождения в июне 1963 г. была создана Тазовская нефтеразведочная экспедиция объединения Уренгойнефтегазгеология.

Ямбургская структура (первоначально названная Поерангским куполовидным поднятием) впервые выделена на тектонической схеме, составленной партией оперативного анализа Тюменского геологического управления в 1963 г. (Смирнов В. Г. и др.) по качественной интерпретации аномалий гравитационного и магнитного полей. С 1965 по 1971 года на площади проведены детальные площадные сейсморазведочные работы МОВ СП10/65-68, 22/68-69, 22/69-70 и 22/70-71, по результатам которых Поерангское поднятие перешло в разряд выявленных структур и названо Ямбургским (СП 10/65-66) и подготовлено к глубокому бурению (1968 г). Первая поисковая скважина (№ 2), заложенная в при сводовой части структуры, стала первооткрывательницей сеноманского газоносного комплекса. По мере дальнейших ГРП изменялись представления о параметрах сеноманской залежи и, соответственно, проводилась переоценка запасов: в 1976, 1983 г.г..

Первая (№1) поисковая скважина на неокомские отложения была пробурена 1972 г. Бурением скважины выявлены залежи газоконденсата в трех пластах (БУ₃¹, БУ₄¹⁻³, БУ₈³).

Высокую перспективность меловых отложений подтвердила скв. 24, вместе с тем, её бурение показало сильную литологическую изменчивость пластов в купольной части структуры. Начались целенаправленные изучения нижнемеловых отложений глубоким бурением. Первоначально предполагалось, что залежи имеют простое строение и являются пластовыми сводовыми. Однако, по данным бурения скважины №102 (1974 г.),

заложенной в 14 км к ЮЗ от скв.1, было установлено резкое погружение до 260 м пластов неокома на западном крыле.

Выявлена также значительная глинизация разреза, а при испытании пласта БУ₃¹ получен приток пластовой воды.

Негативные результаты значительно снизили темпы изучения неокомских отложений Ямбургской площади. С 1974 г. по 1978 г. на нижнемеловые пласты скважины не закладывались. В 1978 г. уточняется структурный план месторождения по материалам площадных работ МОВ ОГТ и возобновляются буровые работы на глубокие горизонты, объемы которых с каждым годом возрастала и достигла максимума к 1984 г.

Геофизические исследования в этот период выполнялись Тазовской геофизической экспедицией Ямало-Ненецкого геологического объединения по геофизическим работам. В начале 80-х г.г. территория месторождения и прилегающие площади были закрыты сейсморазведочными работами МОВ ОГТ 2D с кратностью суммирования 6-12 и с редкой сетью профилей, обеспечивающей кондиционность съемки в масштабе 1:100000 по структурному признаку. Работы выполнялись СП 34/78-79; 34/79-80; 34/82-83; 28/82-83. Кроме того, в те же годы на участке были отработаны региональные сейсмические профили.

К 1983-му г. в районе месторождения отработано 5385 пог. км, в т.ч. непосредственно на его площади 2632.5 пог. км. Густота ячеек сети сейсмических профилей изменяется от 1.2х2 км до 3.5х6.0 км. Наиболее густой сетью профилей закрыта центральная часть площади месторождения (свод поднятия).

Запасы газа и конденсата по данным бурения и испытания 51 разведочной скважине по состоянию на 01.07.1985 г. были утверждены ГКЗ, причем залежи газоконденсата были признаны подготовленными к опытно-промышленной эксплуатации.

В 1987 г. на отложения неокома Ямбургского месторождения началось эксплуатационное бурение.

В последующие годы по результатам разведочного и эксплуатационного бурения, а также сейсморазведочных работ (МОВ ОГТ 2D с кратностью суммирования 12, м-б 1:100000) уточнялись структурные поверхности отражающих горизонтов, осуществлялась их привязка к стратиграфическим горизонтам, определялось положение выделенных зон глинизации пород, имеющих исключительно сложное строение. Работы выполнялись СП 34/85, 34/86, 57/92 и др. ПГО «Ямалгеофизика».

С середины 90-х гг АО «Ямалгеофизика» и «Башнефтегеофизика» по заказу ООО «Ямбурггаздобыча» проводятся детальные (масштаба 1:50000) сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2D и 3D с кратностью суммирования 24, 30, 48, 60 и использованием взрывного и вибрационного источников сейсмических колебаний.

В результате их проведения выявлен ряд новых поисковых объектов структурно-литологического типа в ачимовской толще и в шельфовых отложениях неокома, детализирован структурный план Ямбургского и сопредельных поднятий, уточнены контуры сеноманской газовой залежи и строение отдельных неокомских залежей, проявляющихся в энергетических характеристиках сейсмического волнового поля.

Одновременно продолжается эксплуатационное бурение на месторождении, а также пробурен ряд глубоких разведочных скважин на восточном склоне Ямбургского поднятия (скв. №№ 180, 184), которыми была установлена нефтеносность пласта Ю₂ средней юры и ачимовской толщи неокома.

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика продуктивного разреза

Геологический разрез Ямбургского месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и породами палеозойского фундамента. Разрез осадочного чехла в контуре продуктивности неокомских шельфовых пластов вскрыт на максимальную глубину 4515 м (скв. 500).

В основу приводимой литолого-стратиграфической характеристики положены решения Межведомственного стратиграфического совещания, состоявшегося в г. Тюмени в 1990 г. и утвержденные Межведомственным стратиграфическим комитетом России в 1991 г. Ниже дано краткое описание, вскрытой части разреза (до кровельной части тюменской или малышевской свиты средняя юра, т.к. нижележащие горизонты на Ямбургском месторождении бурением не изучены).

Палеозойский фундамент.

Отложения палеозойского фундамента на территории Надым-Пурского междуречья вскрыты единичными скважинами (Тюменская сверхглубокая СГ-6; Уренгойская площадь, скв. 414; Надымская, скв. 7; Юбилейная, скв. 200; Комсомольская, скв. 198, 199 и др.). Фундамент в пределах Ямбургского месторождения не вскрыт. Гипотетически он может быть представлен кремнисто-глинистыми, песчаными метаморфизованными породами, известняками. К кровле фундамента приурочен отражающий горизонт А. Глубина залегания фундамента 7.0-10.0 км.

Триасовая система.

Триасовая система в пределах Надым-Пурского междуречья представлена эффузивно-осадочным и осадочным комплексом пород и относится к тампейской серии. Эффузивно-осадочный комплекс представлен покровами базальтов с корой выветривания в нижней части, аргиллитами,

алевролитами с отпечатками растений, туфогенными породами, содержание которых уменьшается вверх по разрезу (СГ-6). Комплекс развит в пределах Уренгойского прогиба.

Вышележащий осадочный комплекс в Уренгойском районе подразделяется на пурскую, варенгаяхинскую и витютинскую свиты (СГ-6, Уренгойская, скв. 414). Пурская свита представлена конгломератами, песчаниками каолинизированными с прослоями аргиллитов. *Варенгаяхинская свита* сложена темно-серыми аргиллитами с прослоями песчаников и конгломератов. К кровле свиты приурочен отражающий горизонт Іб. *Витютинская свита* представлена серыми песчаниками, полимиктовыми конгломератами с прослоями темно-серых аргиллитов. К кровле свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт Іа. Общая толщина триасовых отложений по данным сейсмических исследований составляет 2.0 км (на своде) – 4.0 км (на восточном погружении). Установлено выклинивание нижней части разреза к своду Ямбургского поднятия.

Юрская система.

Отложения юрской системы Надым-Пурского района подразделяются на береговую, ягельную, котухтинскую, тюменскую, абалакскую и баженовскую свиты.

Береговая свита (геттанг-синемюр) представлена песчаниками грубозернистыми, гравелитами, конгломератами с подчиненными прослоями аргиллитоподобных глин. По разрезу отмечается растительный детрит. Толщина свиты порядка 600 м.

Ягельная свита (нижний плинсбах) сложена глинами аргиллитоподобными темно-серыми, серыми от тонкоотмученных до алевритовых, с зеркалами скольжения, с прослоями гравелитистых песчаников, иногда карбонатных. Толщина свиты до 150 м.

Котухтинская свита (плинсбах-тоар-нижний аален) в Надым-Пурском районе подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя часть

нижней подсвиты сложена чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитоподобных глин, прослоями битуминозных пород. Верхняя часть (тогурская пачка) представлена глинами уплотненными темно-серыми, тонкоотмученными и слабоалевритистыми, с тонкими прослоями алевролитов и песчаников. В глинах отмечаются стяжения пирита, остатки микрофауны (фораминиферы, филлоподы), в отдельных прослоях встречен углистый растительный детрит. Верхняя подсвита также имеет двухчленное строение. Пачка I – песчаники серые, зеленовато-серые, чередующиеся с алевролитами и уплотненными глинами. Пачка 2 (радомская) представлена глинами уплотненными, темно-серыми, иногда с зеленоватым оттенком, реже битуминозными с прослоями алевролитов и песчаников со следами оползания. Толщина свиты около 500 м.

Тюменская свита (аален-бат) представлена сложным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Алевролиты серые, темно-серые, слюдистые, крепкоцементированные, с горизонтальной и волнистой слоистостью. Песчаники серые, мелкозернистые, слюдистые, крепкоцементированные, прослоями карбонатные. Аргиллиты темно-серые, почти черные, алевритовые, слюдистые, плотные, прослоями сидеритизированные. По разрезу наблюдаются обильные включения углистого и углисто-глинистого материала. Песчано-алевритовые пласты характеризуются резкой невыдержанностью по площади и по разрезу, значительной глинистостью. В районе четко выделяется регионально нефтегазоносный пласт Ю₂, залегающий в кровле свиты. К ней приурочен и отражающий сейсмический горизонт Т₁. Толщина свиты 580-620 м. В скв. 500 кровля тюменской свиты вскрыта на глубине 3754 м.

Абалакская свита (келловей-кимеридж) представлена аргиллитами (глинами аргиллитоподобными) темно-серыми, тонкоотмученными, алевритистыми, слабо слюдистыми, с глинисто-карбонатными конкрециями и пиритовыми стяжениями. Толщина свиты 30-50 м (скв. 113, 500).

Баженовская свита (титон-берриас) сложена аргиллитами черными, темно-серыми, битуминозными, плитчатыми, с прослоями глинистых известняков. К кровле свиты приурочен региональный опорный отражающий сейсмический горизонт Б. Толщина свиты составляет 75 м (скв. 113, 500). Для баженовской свиты Ямбургского месторождения характерна более низкая битуминозность по сравнению с южными районами Надым-Пурской области.

Меловая система.

Отложения нижнего мела подразделяются на сортымскую, тангаловскую и покурскую (нижнюю часть) свиты.

Сортымская свита (K₁ берриас-валанжин). Верхняя часть свиты вскрыта почти всеми разведочными скважинами и только в скв. 113, 180, 184, 441, 500 она вскрыта на полную толщину. Свита сложена преимущественно глинами темно-серыми, алевроитистыми, слюдистыми, плотными, часто карбонатными, с прослоями и включениями сидерита и пирита. В основании свиты залегает ачимовская толща (скв. 500, инт. 3445-3616 м.), представленная чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород. Общая толщина свиты 450-550 м.

Тангаловская свита (K₁ валанжин-готерив) вскрыта всеми разведочными скважинами и подразделяется на три подсвиты. Нижняя подсвита сложена глинами серыми, темно-серыми с зеленоватым или коричневатым оттенком, алевроитистыми, с прослоями песчаников и алевролитов (пласты БУ₈⁰ – БУ₉). На западном и северо-западном погружениях Ямбургского поднятия разрез подсвиты полностью представлен глинами. Средняя подсвита сложена чередованием пачек песчано-алевритовых и глинистых пород. Песчаные пласты БУ₁₋₂, БУ₃, БУ₄ более выдержаны по площади, а нижние пласты - БУ₅, БУ₆, БУ₇ характеризуются резкой невыдержанностью по площади и разрезу. Подсвита завершается глинистой пачкой (ямбургская) толщиной до 50 м. Верхняя подсвита представлена песчаниками, алевролитами и глинами, невыдержанными по площади. Песчаным пластам присвоены индексы от

АУ₄ до АУ₁₁. Наиболее выдержанными являются пласты АУ₆ – АУ₇ в средней части верхней подсвиты. Общая толщина тангаловской свиты на Ямбургском месторождении составляет 1150-1310 м.

Деление на свиты **неокомских** отложений Западной Сибири является не слишком удобным и вызывает много нареканий, т.к. количество выделенных свит чрезмерно велико, границы их плохо картируемы, а литологические характеристики - расплывчаты. А.Л.Наумовым (1975 г.) был предложен формационный подход к выделению и картированию неокомских стратонов. Он предложил выделять в разрезе неокома Западной Сибири две формации - нижнюю мегионскую (морскую) и верхнюю вартовскую (субконтинентальную). Граница между ними является скользящей по возрасту и в направлении с востока на запад, к центру неокомского бассейна, она омолаживается от валанжина по готерив или барррем. Согласно Стратиграфическому кодексу России, такое расчленение разрезов не приемлемо, т.к. выделяемые региональные (местные) стратиграфические подразделения должны иметь практически изохронные границы.

Однако для неокома Западной Сибири, отложения которого накапливались с высокими скоростями, путем проградационного заполнения глубоководной впадины, осложненного сравнительно мелкой трансгрессивно-регрессивной цикличностью, более или менее протяженных свит с изохронными границами выделить нельзя. В направлении, перпендикулярном древним береговым линиям, литолого-фациальная изменчивость разрезов очень велика, поэтому даже выделенные в РСС-91 свиты в разных районах либо не картируются, либо разновозрастны.

В практической деятельности геолого-геофизические службы используют, в основном, пластовое и пачечное расчленение разрезов неокома, оставляя за свитами только вспомогательную роль. Наряду с подразделениями международной геохронологической шкалы свиты фигурируют лишь в колонках, сопровождающих сводные и геологические разрезы.

Покурская свита (баррем-сеноман) сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Песчаники от светло-серых до серых, мелко-среднезернистые, слюдистые, слабо сцементированные, в различной степени глинистые, редкими прослоями карбонатные. Алевролиты серые и светло-серые, разномзернистые, слюдистые, глинистые с прослоями тонких черных глин, реже карбонатные. Глины серые и темно-серые, алевроитистые, плотные, с тонкими линзами песчано-алевритового материала, отмечены прослои углистых глин с маломощными пластами бурых углей (лигнитов). По разрезу свиты отмечается обилие растительного детрита, включения янтаря. По разрезу установлено чередование существенно, глинистых и песчано-алевритовых пачек. К средней части разреза свиты приурочен регионально прослеживаемый отражающий сейсмический горизонт М^I, стратиграфически относимый к границе апта и альба. К кровле свиты приурочен опорный сейсмический отражающий горизонт Г. Мощность свиты на Ямбургском месторождении составляет 826-987 м.

Отложения **верхнего мела** подразделяются на покурскую, кузнецовскую, березовскую, ганькинскую свиты (нижняя часть).

Кузнецовская свита (турон) представлена глинами темно-серыми с коричневатым оттенком, вязкими, слюдистыми, глауконитовыми, с остатками раковин двустворок, стяжениями пирита. Толщина свиты 47-88 м.

Березовская свита (сенон) подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита сложена глинами серыми, темно-серыми, прослоями опоковидными, с редкими прослоями опок. Верхняя подсвита представлена глинами серыми, темно-серыми, слабо алевроитистыми, с редкими прослоями глауконитовых алевролитов. Толщина свиты 250-280 м.

Палеогеновая система.

В палеогеновых отложениях выделяются ганькинская (верхняя часть), тибейсалинская, люлинворская свиты.

Ганькинская свита (маастрихт-палеоцен) сложена глинами серыми с зеленоватым оттенком, алевритистыми, плотными, прослоями известковыми. Толщина свиты 204-255 м.

Тибейсалинская свита (палеоцен) подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита сложена глинами серыми, темно-серыми, алевритистыми, с включениями растительных остатков, с прослоями светло-серых песков и алевритов в верхней части. Верхняя подсвита представлена песками серыми, желтовато-серыми, мелкозернистыми, каолинизированными, с многочисленными растительными остатками, с прослоями алевритовых глин. Толщина свиты 226-274 м.

Люлинворская свита (эоцен-олигоцен) подразделяется на три подсвиты: нижняя подсвита сложена опоковидными глинами и опоками синевато-серыми, глинистыми; средняя подсвита представлена диатомитами светло-серыми, слабоглинистыми, легкими; верхняя подсвита сложена диатомовыми глинами серыми, желтовато-серыми, алевритистыми, с линзами алевролитов. Общая толщина свиты до 230 м.

Четвертичная система.

Четвертичные отложения залегают на размытой поверхности палеогеновых отложений. Разрез представлен песками с включениями гальки и гравия, глинами, супесями, суглинками, в верхней части с пластами торфа. Толщина отложений 60-145 м.

2.2. Тектоника

В тектоническом строении района принимают участие три структурно тектонических этажа: нижний – фундамент, промежуточный и верхний – платформенный чехол. Ямбургское месторождение приурочено к крупному Ямбургскому мегавалу, вытянутому в северо-восточном направлении. Мегавал на севере и западе граничит с Северо-Ямбургским мегапрогибом, на востоке – с Восточно-Ямбургской седловиной, Хаддуттейским

мегапрогибом, на юге –с Харвутинской и Западно-Песцовой седловинами. Общая длина мегавала 150 км, максимальная ширина - 65 км. В пределах мегавала с юга на север выявлены структуры III порядка: Северо-Анеряхская, Лыбарская, Анеряхская, Мало-Ямбургская, Ямбургская, Хосырейская, Южно-Ямбургская, Северо-Харвутинская и поднятие без названия. Мало-Ямбургское, Ямбургское, Хосырейское поднятия осложняют Ямбургское куполовидное поднятие (рис. 2).

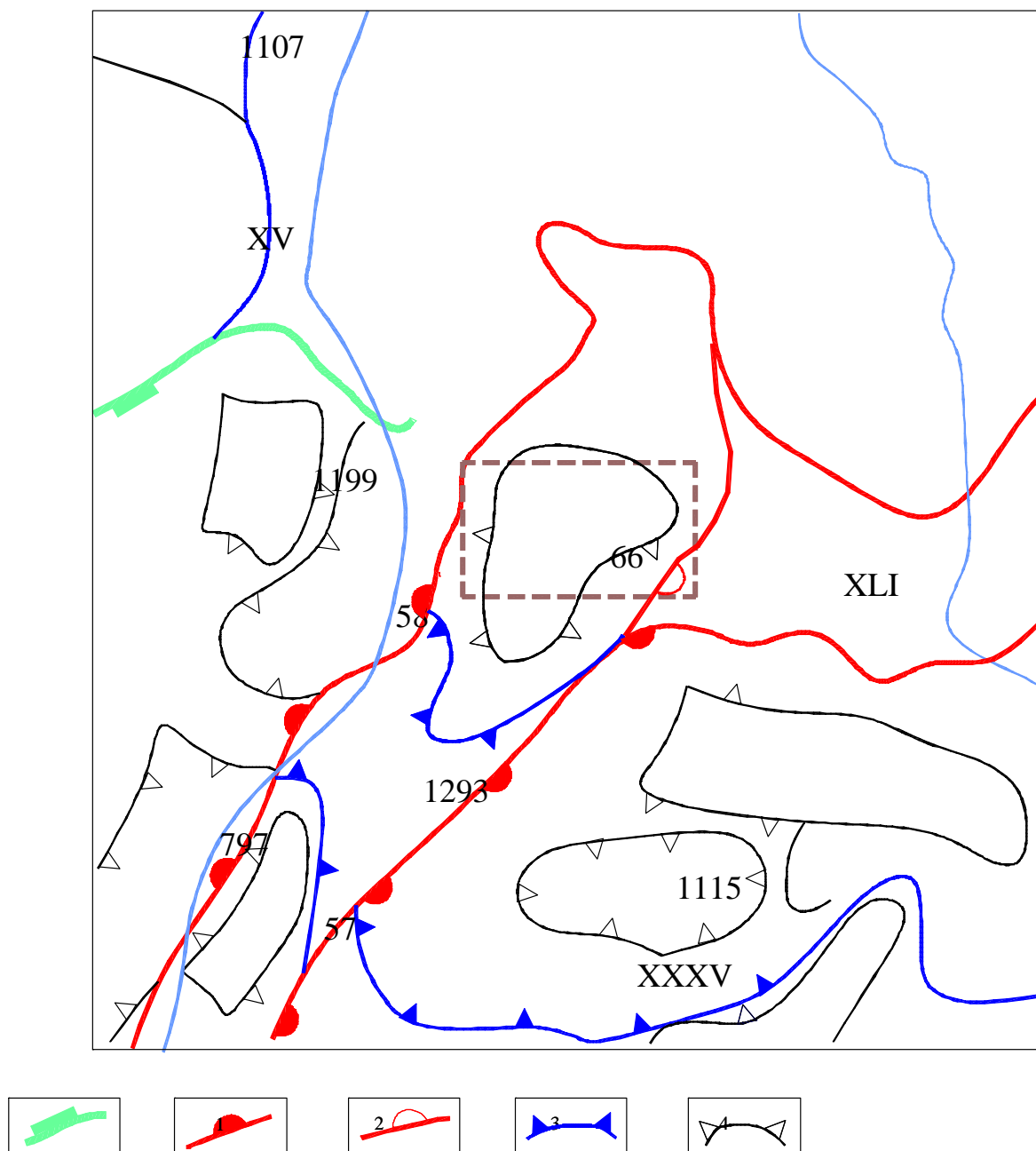


Рис. 2 – Тектоническая карта района работ

Контурь структур: 1–надпорядковых (синеклиз, моноклиз); 2–I порядка–крупных (поясов, мегавалов, мегапрогибов, мегавыступов, моноклиналей, мегаседловин); 3 – I порядка – средних и малых (сводов, мегавалов, впадин, мегапрогибов, выступов, моноклиналей); 4 – II порядка крупных (валов, прогибов, малых впадин, котловин, малых выступов, малых моноклиналей, мезоседловин и др.); 5 – II порядка средних и малых (малых

Список тектонических элементов к рис.1.3.2.1 .

- B_1 – Надым-Тазовская синеклиза
- B_1^B – Медвежье-Ямбургский пояс мегавалов
- B_2^A – Мессояхский пояс мегавалов
- XV – Каменномысская мезоседловина
- XXXV – Хадуттейская малая впадина
- XL – Ямбургский крупный вал
- XLI - Юрхаровско-Находкинская мезоседловина
- XLII – Западно-Большехетский крупный прогиб
- 57 – Харвутинский малый вал
- 58 – Парусный малый вал
- 63 – Юрхаровский структурный мыс
- 64 – Лымберасейский малый прогиб
- 66 – Ямбургское КП
- 67 – Оликуминский малый вал
- 547 – Антипаютинский малый вал
- 697 – Без названия малая котловина
- 700 – Южно-Оликуминский малый прогиб
- 701 – Эдейский структурный нос
- 797 – Западно-Харвутинский малый прогиб
- 800 – Северо-Ямбургский структурный мыс
- 959 – Верхнехойпаетинский малый прогиб
- 1027 – Восточно-Каменномысский малый прогиб
- 1106 – Парусный малый вал
- 1107 – Без названия структурный мыс
- 1115 - Без названия малая котловина
- 1199 – Без названия структурный мыс
- 1293 – Северо-Харвутинская седловина

2.3. Нефтегазоносность

Ямбургское месторождение расположено в пределах Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области.

Возрастной диапазон нефтегазоносности мезозойского разреза района достаточно широк, промышленные скопления углеводородов обнаружены в отложениях от сеноманских до среднеюрских, включительно.

В Надым-Пурской нефтегазоносной области выделяется четыре нефтегазоносных комплекса: ниже-среднеюрский, ачимовский, верхне-неокомский и сеноманский.

Верхне-неокомский нефтегазоносный комплекс

Отложения верхне-неокомского нефтегазоносного комплекса являются одним из основных резервуаров углеводородов в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

На Ямбургском месторождении в верхне-неокомском комплексе содержится 15 газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей в пластах БУ₃¹ - БУ₉, абсолютные отметки залегания в своде составляют - 2600-3300м. Верхние залежи пластовые, сводовые (БУ₃, БУ₄¹⁻³), ниже лежащие пластовые, литологически экранированные. Отличительной чертой песчано-алевролитовых пластов верхнего неокома является достаточно сложный характер их развития по площади. Большинство их распространено в песчаной фации лишь в восточной части структуры, а на западе разрез представлен преимущественно глинистыми разностями. ГВК залежей, в основном, горизонтальны. Сопутствующие залежам нефтепроявления незначительны по дебитам, приурочены, как к приконтактным зонам, так и к сводовым и присводовым участкам. В нижней части верхне-неокомского комплекса песчаные линзы вскрыты единичными скважинами и при их опробовании получены небольшие притоки нефти (скв.112, 124) или газоконденсата с водой (скв.112, 162, 440). Появление новых песчаных пластов происходит на юго-восточном и восточном погружениях (скв. 440,

157, 117). В проектных скважинах ожидается наличие в песчаной фации пласта БУ₁₂

Комплекс объединяет преимущественно морские песчано-алевритоглинистые отложения сортымской и тангаловской свит. По особенностям строения отложения существенно отличаются от выше- и нижезалегающих осадочных пород наиболее резко выраженной фациальной и литологической изменчивостью как снизу вверх, так и по латерали. В нижней части комплекс сложен преимущественно глинистыми породами с редкими пластами песчано-алевритовых образований, в верхней части представлен ритмичным чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород, причем вверх по разрезу происходит улучшение фильтрационно-емкостных свойств пород.

Сеноманский нефтегазоносный комплекс

Сеноманский нефтегазоносный комплекс является регионально продуктивным на всей территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В отложениях комплекса открыта уникальная залежь газа на Ямбургском месторождении.

Залежь газа в сеномане сосредоточена под регионально выдержанной глинистой покрывкой турон-датского возраста толщиной до 500 м. Связана с мощной толщей переслаивания песчано-алевролитовых и алевритоглинистых пород с подчиненной ролью последних. Причем глинистые пласты не выдержаны по разрезу и характеризуются преимущественно линзовидным залеганием, что обуславливает гидродинамическую связь песчаных пластов внутри продуктивной толщи сеномана. Сеноманская залежь связана со структурной ловушкой, высота залежи около 200 м. По типу залежь массивная, плоскость газоводяного раздела близка к горизонтальной, имеет небольшой наклон в северном направлении и проводится на а.о. -1160 м (на юге) и -1173 м (на севере). Пластовое давление в залежи соответствует гидродинамическому на уровне ГВК.

Сеноманская продуктивная толща характеризуется значительной неоднородностью. Наиболее распространены в разрезе мелкозернистые

пески и алевролиты (алевриты), характеризующиеся общими петрографо-минералогическими признаками. Для песчано-алевритовых пород характерна слабая сцементированность. Песчаники и крупнозернистые алевролиты с каолинистым цементом обладают хорошими коллекторскими свойствами. Открытая пористость 27-38%, проницаемость более 1000 мД. Прослой глинистых и карбонатных пород, исключаемые из эффективных толщин, изменяются от 0,4 м до 5-18 м. Коэффициент песчаности 0,78.

Песчано-алевритовые породы характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами и относятся, преимущественно, к коллекторам II и III, реже IV классов.

Таким образом, на Ямбургском месторождении установлена нефтегазоносность сеноманского и верхненеокомского комплексов. Перспективными являются ачимовский, нижненеокомский и нижнесреднеюрский ГК.

2.4. Петрофизическая характеристика

Добываемые на газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождениях природные газы представляют собой многокомпонентные системы, состоящие из предельных углеводородов и неуглеводородных компонентов. Предельные углеводороды имеют формулу C_nH_{2n+2} и в зависимости от числа атомов углерода в молекуле могут находиться при нормальных условиях в двух агрегатных состояниях: газы – углеводороды, содержащие в молекуле до четырёх атомов углерода (CH_4 до C_4H_{10}); жидкости – углеводороды, имеющие пять и больше атомов углерода (C_5H_{12} и в). Тяжёлые углеводороды в зависимости от температуры и давления могут быть растворены в легких, либо находиться в жидком состоянии.

Из неуглеводородных компонентов природные газы содержат азот N_2 , углекислый газ CO_2 , сероводород H_2S и др., а также инертные газы Ar, Cr, Xe, Ne, He. Кроме того, природные газы, как правило, насыщены парами

воды, содержание которых зависит от давления, температуры, а также состава газа и воды.

Плотность газа и газоконденсатной смеси.

Один из основных параметров, характеризующих газ, - плотность, т.е. масса единицы объёма газа. Размерность плотности в системе СИ – кг/м³, в системе СГС – г/см³. Плотность газа известного состава определяется как

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n X_i M_i}{22.4},$$

сумма произведений плотности отдельных компонентов ρ_i на их объёмное (молярное) содержание x_i :

или по известным молекулярным массам:

(сеноман=0,06г/см³, неоком=0,16г/см³)

$$\rho = \rho_n \frac{p T_n}{p_n T_z} \sum_{i=1}^n X_i \rho_i \frac{p}{T_z}$$

Плотность сухого газа при Т и р определяется по формуле:

где ρ_n – плотность газа при 20 гр.С и 760 мм рт.ст., кг/м³; z – коэффициент сверхсжимаемости газа при рТ.

Если в газе содержатся водяные пары, т.е. влагосодержание $W > 0$, плотность газа определяется по формуле:

$$\rho_{вл} = 238,58 \rho_n \frac{p}{T_z} \left[1 + \frac{0.00353 T_z W}{p} \left(\frac{\rho_{в.п.}}{\rho_n} - \frac{p_{в.п.}}{p} \right) \right]$$

где $\rho_{в.п.}$ – плотность насыщенного водяного пара, кг/м³; W – влагосодержание; $p_{в.п.}$ – давление насыщенного водяного пара, кгс/см².

Газ сеноманской залежи севера Тюменской области имеет в основном метановый состав (от 95,4 до 99,3%). Максимальное содержание углеводородов C_{2+высшие} не превышает 1%.

Средний состав добываемого пластового газа составляет:

CH ₄	99,19 % об.
C ₂ H ₆	0,08% об.
C ₃ H ₈	отс.
N ₂ + редкие	0,72% об.
CO ₂	0,01% об.

Относительный удельный вес газа по воздуху колеблется от 0,557 до 0,563.

Относительная влажность	100%
Плотность при 20 °С	
• расчетная	0,67251 кг/м ³
• пикнометрическая	0,67235 кг/м ³
Теплотворная способность	7926,8 ккал/м ³
Средняя пластовая температура	32°С

Среднее содержание компонентов, входящих в состав газа Ямбургского месторождения:

CH₄ - 98,28; C₂H₆ - 0,15; C₃H₈ - 0,002; C₄H₁₀ - 0,0014; C_{5+высшие} - 0,0006; CO₂ - 0,35; H₂ - 0,02; N₂ - 1,16; He - 0,013; Ar,Kr,Xe - 0,023; H₂S - следы.

Потенциальное содержание конденсата в добываемом газе ориентировочно составляет 0,3 г/м³.

2.5. Сейсмогеологическая характеристика

На основе обобщения всей имеющейся на территории Ямбургского месторождения сейсморазведочной информации по МОВ ОГТ м-ба 1:100000

были изучены структурные поверхности отражающим горизонтам "Jв", "Jб", "Ja" (триас); "T4" (нижняя юра); "T2" (средняя юра); "Б" (верхняя юра); "B2-1", "B2", "B1-1" (неоком); "B1" (готерив-валанжин); "М", "M1" (апт); "Г" (сеноман) и построены сводные структурные карты на всю территорию Ямбургского месторождения (Муратов С.Г., 1983 г.).

На уровне верхнеюрского отражающего горизонта "Б" было выделено Ямбургское куполовидное поднятие, представляющее собой структуру II порядка, выполненную в виде полузамкнутой изометричной складки северо-восточного простирания, осложнённой пятью локальными поднятиями более высокого порядка (Ямбургское, Хасырейское, Мало-Ямбургское, Средне-Ямбургское, Анеряхское).

Для обоснования структурных построений неомских залежей в качестве геофизической основы использовались карты по двум отражающим горизонтам "B2-1" и "B1" как наиболее приближенным к продуктивным пластам. Эти построения были подтверждены бурением и использованы при подсчёте запасов Ямбургского месторождения в 1985 г. Установлено также, что большинство залежей литологически экранированы, а продуктивные пласты заглинизированы на значительной части месторождения.

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Момент открытия Ямбургского месторождения (1969г.) характеризуется большими объемами разведочного и поискового бурения, которое сопровождалось комплексами геофизических методов исследования скважин. Исследование комплексами геофизических методов условно разделялось на два этапа.

Первый этап освоения Ямбургского ГКМ включал в себя исследования всего пробуренного интервала в масштабе 1:500, проводились такие методы, как: кавернометрия, каротаж сопротивлений потенциал-зондом (КС), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), метод потенциалов собственной поляризации (ПС), гамма-каротаж (ГК), нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-т). Основными задачами использования данных методов были следующие:

- литологическое расчленение разреза;
- выделение коллекторов и определение эффективных толщ;
- определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов;
- определение характера насыщения и местоположений ВНК.

Все исследования, проведенные в масштабе 1:500, характеризуются хорошим и удовлетворительным качеством.

Второй, более детальный этап, включал в себя исследования выявленных на первом этапе продуктивных интервалов геофизическими методами в масштабе 1:200. В данном масштабе проводились такие методы, как: метод потенциалов собственной поляризации (ПС), боковое каротажное зондирование (БКЗ), микрокаротажное зондирование (МКЗ), индукционный каротаж (ИК), боковой каротаж (БК), гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-П), нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-т), акустический метод (АК). В дальнейшем в комплекс включили высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое

зондирование (ВИКИЗ). На данном этапе производилось уточнение эффективных толщин, характера насыщения и расчет фильтрационно-емкостных свойств ранее выделенных продуктивных интервалов.

Определенные в процессе обработки и интерпретации геофизических данных фильтрационно-емкостные свойства исследуемого пласта сопоставлялись с керном этого же пласта для определения петрофизических зависимостей.

По результатам геофизических исследований был сделан вывод, что месторождение изучено в полной мере, так как имеются все необходимые параметры для подсчета запасов нефти по категории C_1 .

Что касается комплекса ГИС, рассматриваемого в данном дипломном проекте и направленного на оценку технического состояния скважин, то его применение началось с момента открытия месторождения (1969 г.) в скважине №7 и продолжается по настоящее время. В период времени с 1969 по 1972 год на месторождении основным средством оперативного контроля технического состояния пробуренных скважин, а именно оценки качества цементирования за колонного пространства, являлся метод термометрии. Термометрия проводилась в скважинах в масштабе регистрации $0,5^\circ\text{C}/\text{см}$ и была основана на известном явлении тепловыделения при гидратации тампонажной смеси (цемента). Измерения проводились электрическими термометрами (термометрами сопротивлений) сверху-вниз и повторялись при подъеме. Результатом исследования являлось определение высоты подъема цемента в за колонном пространстве. Исследования в этот период времени можно считать малоинформативными, так как не было получено сведений о качестве контакта цемента с колонной и породой и о характере распределения цемента.

В период с 1972 по 1980 год в комплекс ГИС по оценке качества цементирования добавился метод гамма-гамма-цементометрии (в связи с началом серийного производства аппаратуры ГГЦ в 1972 году). Исследования проводились в масштабе 1:200 аппаратурой ЦМ 8/10, которую

со временем заменили на более новую – СГДТ-НВ. Результатом стало определение характера распределения цемента в заколонном пространстве, а именно: рассматриваемая скважина № 7 Ямбургского ГКМ имела неясный характер распределения цемента в кондукторе, так как гамма-гамма-цементометрия является малоинформативным методом при больших диаметрах скважины. Тем не менее, было установлено, что в интервалах продуктивных пластов в заколонном пространстве находится сплошной цемент.

С 1980 года по настоящее время для оценки качества цементирования применяют комплекс методов, состоящий из термометрии, гамма-гамма-цементометрии и акустической цементометрии скважин (АКЦ). Для исследования методом АКЦ ранее использовалась аппаратура АКЦ-М, которую со временем заменили на более новую аппаратуру, такую как: АК-73ПМ(Д) и МАК-42. Исследования проводились и продолжают проводиться в масштабе 1:200 по всему разрезу в каждой поисковой и разведочной скважине. К приоритетным задачам относят наличие хорошего цементного контакта и сплошного цемента в кондукторе и продуктивных интервалах скважины.

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

Целевое назначение работы – оценка технического состояния ствола скважины.

На данном этапе решается следующий ряд задач:

1. Выделение отдающих и поглощающих флюиды интервалов пласта, определение профиля притока;
2. Определение состава флюида в стволе скважины;
3. Контроль технического состояния скважины и глубины спуска оборудования;

4.2. Обоснование объекта исследований

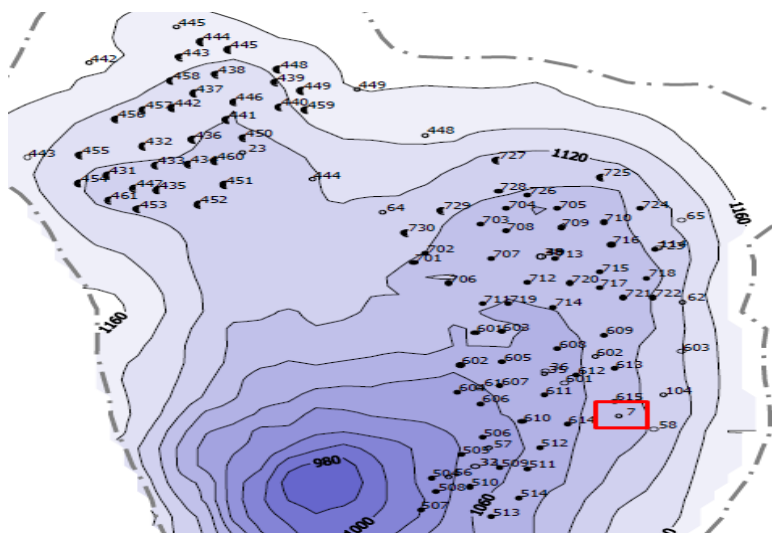
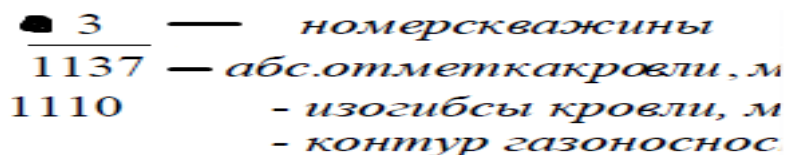


Рис. 4.1 – Структурная карта Ямбургского ГКМ по кровле сеноманской продуктивной толщи с выделенной скв.№7:



По результатам прошлых исследований в скважине № 7 Ямбургского месторождения (рис. 3.1, 4.1) ранее не наблюдалось негерметичности в конструкции НКТ. Последние промыслово-геофизические исследования в скважине показывают наличие образовавшихся сквозных отверстий в НКТ.

Обычно такое происходит, когда часть перфорированного интервала перекрыта лифтовыми трубами и из пласта вместе с продуктом выносятся большое количество песка – пласт работает в режиме «пескоструя» (рис. 4.2). На диаграмме видно, что основная часть продукта поступает в ствол скважины через нарушение в НКТ на глубине 1128,4 м, через башмак НКТ поступает незначительная часть газа. Усугубляет положение наличие жидкости в НКТ ниже отметки 1144,5 м.

В курсовом проекте запланирован комплекс ГИС для оценки технического состояния скважины и в частности определения дефектов и нарушений НКТ. Физико-геолого-технологическая модель представлена в разделе ниже (рис. 4.2).

4.3. Физико-геологическая модель объекта исследований. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

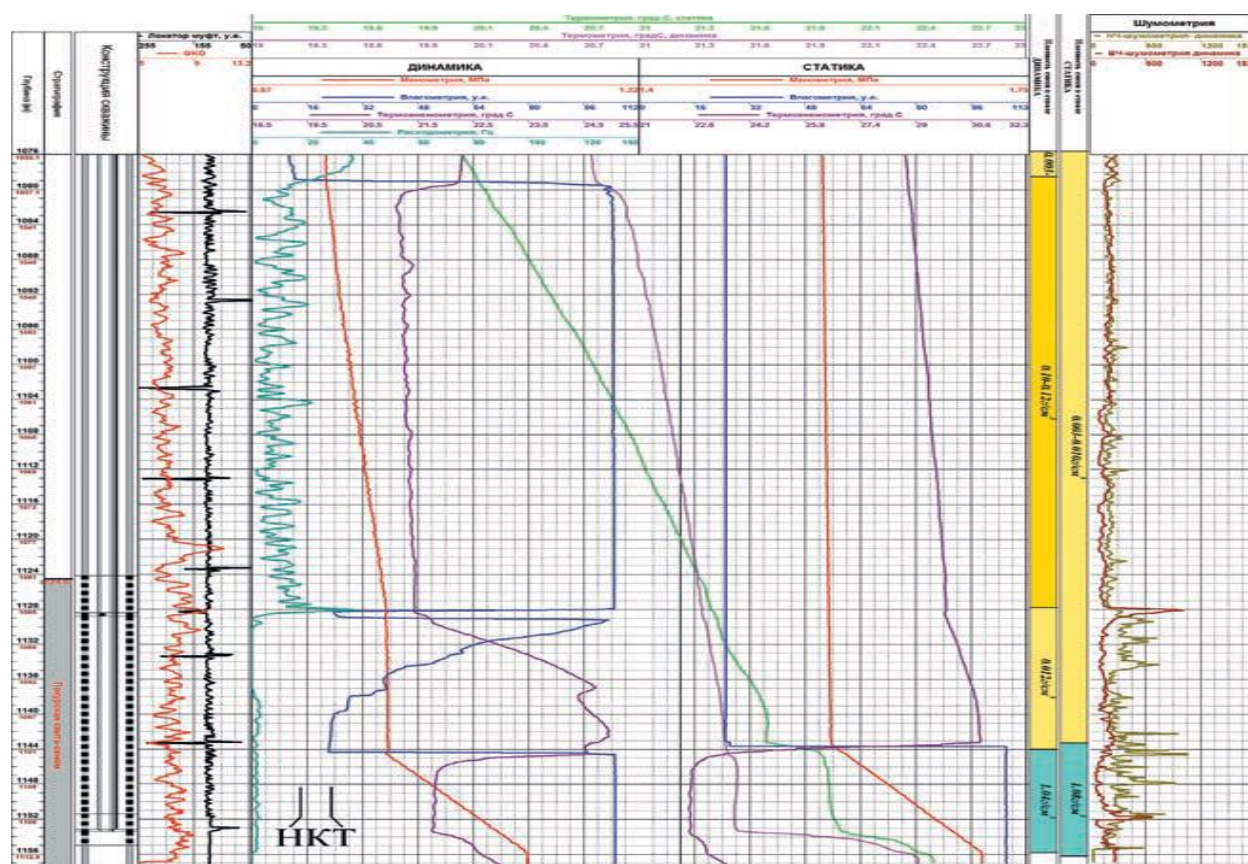


Рис. 4.2 – Результаты исследования ПГИ в скважине №7 ЯГКМ

Для контроля технического состояния скважин Ямбургского ГКМ применяется следующий комплекс методов:

- Термометрия;
- Термоанемометрия;
- Влагометрия;
- Шумометрия;
- Гамма-каротаж;
- Механическая расходометрия;
- Магнитный локатор муфт.

В случае плохой проходимости комплекс методов ГИС может быть ограничен.

Ниже каждый метод рассмотрен подробнее.

Радиоактивный каротаж (ГК)

Проводится как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах. Интенсивность радиоактивного излучения измеряют при помощи индикатора (сцинтилляционный счетчик) гамма-излучения, расположенного в глубинном приборе. Так как интенсивность гамма-излучений промывочной жидкости, стальной колонны и цемента изменяется в небольших пределах по сравнению с интенсивностью гамма-излучений горных пород, то регистрируемая интенсивность естественной гамма-активности прямо пропорциональна радиоактивности горных пород, пройденных скважиной.

Термометрия

Термометрия – метод, позволяющий получать результаты в интервалах, перекрытых насосно-компрессорными трубами (НКТ). Она необходима для определения как профиля притока, так и источника обводнения эксплуатационной скважины.

В стационарном состоянии тепловое поле в стволе скважины характеризуется повышением температуры с увеличением глубины (в среднем 3 К на 100 метров). Измерения температуры в добывающих и

нагнетательных скважинах в процессе их эксплуатации производятся в условиях нарушенного разработкой естественного состояния теплового поля и основаны на изменении температуры пластовой жидкости или газа при их поступлении в скважину за счет появления дроссельного эффекта.

Термоанемометрия

Для определения отдающих интервалов перфорированного интервала пласта.

В термокондуктивном индикаторе расхода чувствительным элементом служит резистор, нагреваемый электрическим током, степень охлаждения которого движущимся потоком зависит от скорости движения жидкости. Эти индикаторы расхода наиболее чувствительны к изменению состава потока (присутствию в потоке, помимо нефти, воды или газа). Для учета характеристик потока, искажающих показания расходомеров, исследование скважин ими обычно производят в комплексе с измерениями приборами, фиксирующим состав и структуру жидкости в стволе скважины.

Влагометрия

Метод используется для исследования состава флюидов в стволе скважины по величине их диэлектрической проницаемости.

Принцип измерения основан на различии величин диэлектрической проницаемости воды и газа. Известно, что диэлектрическая проницаемость воды изменяется от 50 до 80, газа равна 1, что позволяет разделять эти среды и оценивать их содержание в смеси.

Шумометрия

Движение газа в стволе скважины, а также его заколонное проявление на качественном уровне, оцениваются исследованиями методом шумометрии. Применяется низкочастотная и высокочастотная шумометрия.

Расходометрия

Используются расходомеры типа "МРН"(модуль расходомера нижний), с помощью которых проводят замеры в пределах интервала перфорации, не перекрытого НКТ, в действующих скважинах, что позволяет выделить:

газоотдающие интервалы, распределение суммарного дебита по отдельным интервалам, выявить перетоки между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки.

Магнитный локатор муфт

Применяется для привязки диаграмм ПГИ по глубинам.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1. Методика проектных геофизических работ

Для проведения геофизических исследований в скважинах используется геофизическая лаборатория «ГЕОМАК». Лаборатория состоит из геофизического блока и компьютера. Геофизический блок предназначен для запитывания скважинных приборов и наземного оборудования, получения от них информации и передачи ее на компьютер для дальнейшей обработки.

Для выполнения спускоподъемных операций используется геофизический подъемник типа ПКС-3.5;ПКС-5 (подъемник каротажный самоходный 3.5; 5 – означают, на каком автомобильном шасси смонтирован КАМАЗ или УРАЛ), блок-баланс и кабель. Подъемник предназначен для проведения геофизических работ в скважине глубиной до 4500 метров с использованием одножильного бронированного кабеля типа КГ-1*0,75-30-150.

Питающие и измерительные цепи лаборатории присоединяются к жилам, находящегося на лебедке, кабеля с помощью коллектора. Для спуска в скважину и направления кабеля, служит блок-баланс. На нем крепится датчик глубин и датчик натяжения кабеля.

В подъемнике находится лебедка с узлами управления, коробка отбора мощности, редуктор, коллектор и панель управления для контроля за спускоподъемными операциями. На лебедку наматывается трехжильный геофизический кабель, который является основой канала связи между скважинным прибором и лабораторией. Передача информации от геофизического кабеля к лаборатории идет по жилам, подключенным к коллектору. Коллектор позволяет подсоединить геофизический кабель, находящийся на вращающемся барабане лебедки с неподвижными жилами, идущими на лабораторию.

Для спуска и направления прибора на геофизическом кабеле используется блок-баланс, состоящий из двух роликов (верхний; нижний или мерный). Мерный ролик служит для замера длины кабеля, спущенного в скважину. Геофизический кабель не реже одного раза в квартал промеряют на специальном устройстве с установкой магнитных меток через каждые 10 метров. Для более точного определения местонахождения прибора используется значения мерного ролика с корректировкой по магнитным меткам. К наземному оборудованию относится датчик натяжения который фиксирует натяжение кабеля на верхнем ролике.

Все методы промыслово-геофизических исследований проводятся при помощи специальной аппаратуры. Всего будет использовано 2 прибора:

Скважинный прибор **КСА Т12-38-120/80**. Модуль предназначен для исследования скважин при контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений. Имеет два стыковочных устройства, верхнее для подключения модуля расходомера и нижнее - для подключения различных модулей приставок. Передача информации происходит через одножильный кабель в цифровом формате КСАТ.

Таблица 5.1

Технические характеристики скважинного прибора КСА Т12-38-120/80

Номер	Наименование канала	Условное обозначение	Диапазон	Погрешность	Разрешение
03	Температура внутри модуля, °С Номер прибора	Твн. №пр	0...+120 -	±2 -	0,1 -
04	Индикация зенитного угла, градус	ОР	0...180	±3	0,1
05	Индикация угла поворота, градус	ОР	0...360	±3	0,1
06	Индикация шума (СЧ), кГц	Ш	0,1...12	-	-
07	УЭП, См/м	УЭП	0,1...50	±5%	0,002
08	Температура, °С	Т	-10...+120	±0,5	0,005
09	Давление, МПа	М	0...60	±0,3	0,002
10	Содержание воды в нефти, %	ВЛ	0...100	-	0,02
11	Индикация шума (ВЧ), кГц	Ш	12...32	-	-
12	Индикация шума (НЧ), кГц	Ш	0...100	-	-
13	Локаатор муфт, сигнал/шум	ЛМ	>5/1	-	-
14	Термоиндикация притока, м³/ч	СТИ	0,1...50	-	0,04
15	МЭД гамма-излучения, мкР/ч	ГК	1...100	±10%	0,01

Базовая спецификация:

Максимальная рабочая температура	120 °C
Максимальное рабочее давление	60 МПа
Диаметр	38 мм
Длина	1500 мм
Масса, не более	10 кг
Исполнение	6% H ₂ S

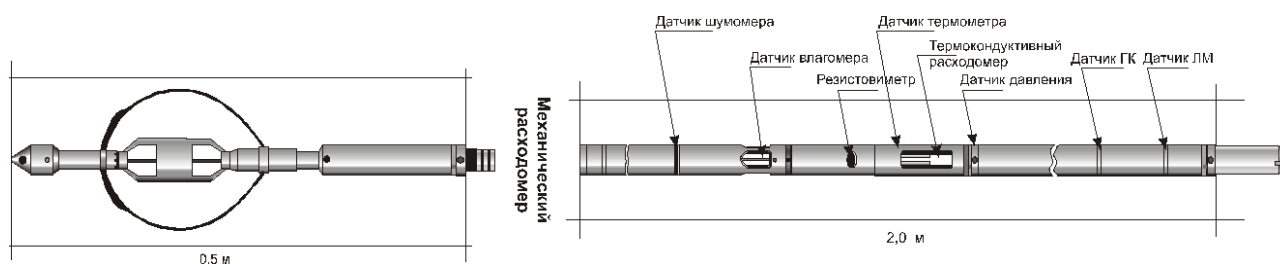


Рисунок 5.1 – Схема скважинного прибора КСА Т12

Прибор питается стабилизированным напряжением через одножильный кабель и настраивается программно с использованием интерфейсного блока, который обеспечивает настройку и калибровку прибора.

Прибор скважинный **КСАТ-РК.43-150/80**. Аппаратура предназначена для исследования эксплуатационных скважин при контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений, а также боковых стволов, бурящихся из старого фонда скважин.

Передача информации происходит через одножильный кабель в цифровом формате КСАТ.

Таблица 5.2

Технические характеристики скважинного прибора КСАТ-РК.43-150/80

Номер	Наименование канала		Условное обозначение	Диапазон	Погрешность	Разрешение
03	Температура внутри модуля, °C Номер прибора		Твн. №пр	0...+120 -	±2 -	0,1 -
06	Водонасыщенная пористость НГК,%		НГК	1...40	±[4,2+2,3(40/Кп-1)]	0.01
11	Малый зонд	Водонасыщенная пористость ННК, %	ННК	1...40	±[4,2+2,3(40/Кп-1)]	0.01
12	Большой зонд					
13	Локаатор муфт, сигнал/шум		ЛМ	>5/1	-	-
15	МЭД гамма-излучения, мкР/ч		ГК	1...100	±10%	0.01

Базовая спецификация:

Максимальная рабочая температура	120 °C
Максимальное рабочее давление	80 МПа
Диаметр	43 мм
Длина	2120 мм
Масса, не более	14 кг
Исполнение	6% H ₂ S

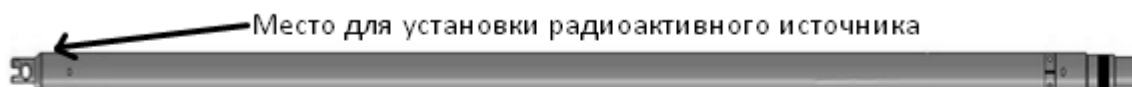


Рис. 5.2 – Схема скважинного прибора КСАТ-РК.43-150/80

Далее рассмотрим методику съемки каждого метода отдельно. Исследуемый интервал, в котором производится запись промысловых методов – 1100 - 1150 м.

Радиоактивный каротаж (ГК)

Масштаб записи кривых – 0.5 мкр/час/см. Масштаб записи 1:500, 1:200. Запись проводится в нижнем интервале 50 или 100 метров от забоя. Запись проводится 2 раза – основная и контрольная. Скорость регистрации кривых не более 1000 м/час. Исследования проводим аппаратурой КСАТ РК-42-150/100.

Термометрия

Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/час.

Выполняется комплексным прибором КСА Т12-38-120/80.

Термоанемометрия

Масштаб записи по глубине 1:200, скорость записи 500 м/час.

Входит в комплексный прибор КСА Т12-38-120/80.

Влагометрия

Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/час.

Конструкция прибора представляет собой измерительный РС-генератор, в колебательный контур которого включен измерительный проточный конденсатор. Между обкладками конденсатора проходит газ или вода, водонефтяная смесь.

Входит в комплексный прибор КСА Т12-38-120/80.

Шумометрия

Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/час.

Входит в комплексный прибор КСА Т12-38-120/80.

Расходомерия

Масштаб записи 1:200, скорость регистрации 400 м/час.

Модуль работает только совместно с модулем КСА-Т12, Т-11, Т-8, Т-5 и является концевым. В нашем случае комплексный прибор КСА-Т12.

Магнитный локатор муфт

Применяется для привязки диаграмм ПГИ по глубинам. Масштаб записи 1:200, скорость записи 500 м/час.

5.2. Интерпретация геофизических данных

После проведения комплекса геофизических методов оценки технического состояния скважин, полученные данные подвергаются обработке и интерпретации, выделяются интервалы притока в скважине, получают профили притока или приемистости для перфорированных пластов.

Количественная оценка расхода флюида выполняется с использованием измерений скорости его потока в стволе – основным параметром, измеряемым механическим расходомером. По величине скорости можно рассчитать суммарные объемный расход жидкости ($Q_{ж}$) или приведенный к стандартным условиям расход газа ($Q_{г^{ст}}$) для любой глубины: $Q_{ж} = w \cdot S$ и $Q_{г^{ст}} = (w \cdot S \cdot P_{заб} \cdot Z_{г_{заб}} \cdot T_{ст}) / (P_{ст} \cdot T_{заб})$, где w – средняя скорость потока, S – площадь сечения потока, $T_{заб}$, $P_{заб}$ – температура и давление на забое

скважины, $P_{ст}=1.033$ Мпа, $T_{ст}=293^{\circ}\text{K}=20^{\circ}\text{C}$, $Z_{г\text{заб}}$ – сверхсжимаемость газа для условий забоя скважины.

Обводненный пласт, в который обычно закачивается вода с меньшей температурой, чем пластовая, отмечается на термограмме отрицательной аномалией по сравнению с геотермой. Обводненный пласт определяется по положению точки М, характеризующейся минимальной температурой ΔT . Интервал прорыва закачиваемых вод по пласту регистрируется отрицательной температурной аномалией.

Показания влагометрии резко увеличиваются в интервалах обводненности как и расходометрии, а показания плотностнометрии уменьшаются.

6. СПЕЦИАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ

6.1 Метод активной термометрии

Для более эффективного решения поставленных проектом задач, а именно, определения заколонных перетоков, планируется добавить в имеющийся комплекс такой метод, как активная термометрия.

Традиционная термометрия, используемая в настоящее время, не всегда эффективно решает задачи, связанные с заколонными перетоками «сверху» и малыми расходами (менее $10 \text{ м}^3/\text{сут}$). Для анализа возможностей метода активной термометрии были использованы труды профессоров Башкирского государственного университета Р. А. Валиуллина и Р. Ф. Шарафутдинова.

Метод активной термометрии применяется при оценке технического состояния скважин и эффективно показывает себя при определении заколонных перетоков, в частности, решает такую задачу, как определение заколонного перетока «сверху» и заколонного перетока «снизу» при коротких зумпфах. Также метод позволяет определять малые дебиты и профиль притока пласта.

Сущность метода активной термометрии заключается в кратковременном локальном индукционном нагреве металлической обсадной колонны и регистрации нестационарного температурного поля в стволе скважины. В результате индукционного воздействия металлическая обсадная колонна разогревается локально. Воздействие распространяется далее за счет теплопроводности около- и внутрискважинного пространства, то есть создается тепловая метка. Т.е. основу для решения задач методом активной термометрии составляет определение закономерностей изменения величины температурной аномалии, скорости и направления движения тепловой метки.

Для исследований методом активной термометрии используется скважинный прибор (рис. 6.1), включающий в себя индуктор, разнесенные

датчики температуры и датчики методов гамма-каротажа, локатора муфт, скважинного термоиндикатора притока, резистивиметра, влагомера и манометра.

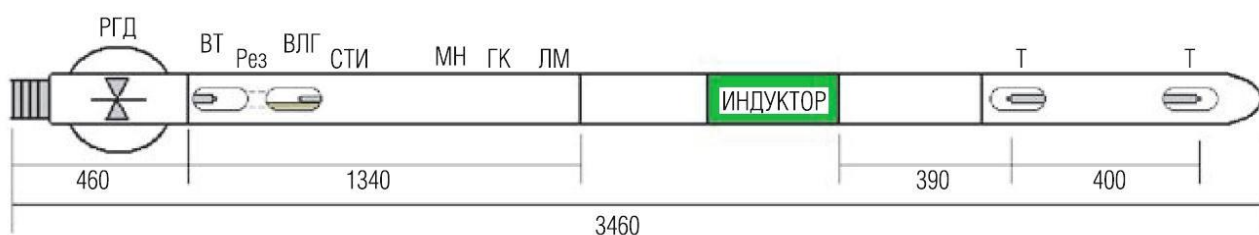


Рисунок 6.1 – Схема прибора активной термометрии с индукционным нагревателем

При заколонном перетоке «сверху» жидкость из верхнего пласта по заколонному пространству поступает в интервал перфорации, а индуктор, расположенный выше датчика температуры, создает тепловую метку в нисходящем потоке жидкости в заколонном пространстве. На рис. 6.2 приведены схема (а) и модель регистрации тепловых меток при наличии заколонного перетока «сверху» (б).

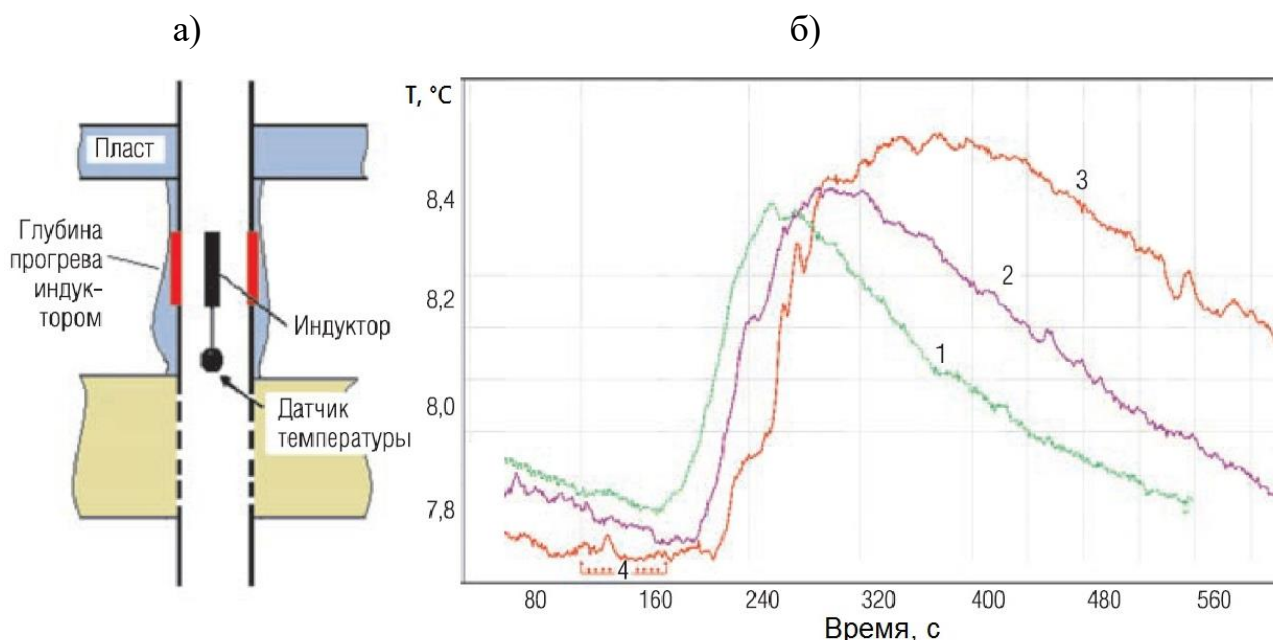


Рисунок 6.2 – Схема измерения зондом(а) и зависимость температуры ниже индуктора от времени (б), где: 1 – 11 м³/сут; 2 – 5 м³/сут; 3 – 2 м³/сут; 4 – интервал времени прогрева.

Из графика (рис. 6.2, б) видно, что через определенное время наблюдается выход тепловой метки из заколонного пространства в ствол скважины, что отмечается повышением температуры на термометре, располагающимся ниже индуктора. При увеличении дебита разогрев уменьшается, а тепловая метка регистрируется раньше.

Возможности метода активной термометрии не ограничиваются только определением заколонных перетоков, а могут быть использованы и при оценке малых дебитов по движению тепловой метки в стволе скважины. Для этого на определенной глубине проводится кратковременное индукционное воздействие – создается тепловая метка. Далее проводится серия замеров распределения температуры по стволу скважины. Скорость перемещения тепловой метки оценивается по прохождению максимума температуры тепловой метки за определенный промежуток времени.

На рисунке 6.3 приведены результаты исследований в скважине № 7 Ямбургского ГКМ – зависимости температуры жидкости от времени. Измерение температур проводилось на двух уровнях, расстояние между которыми составляет 0,4 м.



Рисунок 6.3 – Температура на оси колонны на двух уровнях зонда

Как описано ранее, в результате индукционного нагрева колонны в жидкости создается тепловая метка. На графике видно, что нижним

датчиком температуры тепловая метка зарегистрирована в момент времени 101 с, а верхним – 144 с. Зная размеры трубы, можно получить скорость потока и, соответственно, дебит из следующих соотношений:

$$V = \frac{h}{t} = \frac{0,4\text{ м}}{43\text{ с}} = 0,0093 \frac{\text{м}}{\text{с}} ; Q = V * S = 0,0093 \frac{\text{м}}{\text{с}} * 0,177\text{ м}^2 = 15,95 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} .$$

Действительная скорость потока и скорость, полученная путем обработки температурных кривых, с большой точностью совпадают. Следовательно, метод активной термометрии позволяет с достаточной точностью определять скорость потока в колонне и диагностировать наличие или отсутствие межпластовых перетоков в малодебитных скважинах.

Традиционная термометрия, которую применяют в скважинах чаще всего, не всегда эффективно решает задачи, связанные с заколонными перетоками «сверху» и малыми расходами. Поэтому анализ скорости, величины и направления движения тепловой метки позволяет нам с уверенностью считать метод активной термометрии перспективным и эффективным для решения таких задач, как определение интервалов заколонных перетоков, малых расходов и профиля притока из пласта.

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Можно применять географический, демографический, поведенческий и иные критерии сегментирования рынка потребителей, возможно применение их комбинаций с использованием таких характеристик, как возраст, пол, национальность, образование, любимые занятия, стиль жизни, социальная принадлежность, профессия, уровень дохода.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

Что касается отраслей, то не все предприятия могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяная промышленность. Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

		Отрасль	
		Нефтедобывающие предприятия	Нефтеперерабатывающие предприятия
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		






	ЕххонMobil		Газпром		Татнефть		Башнефть		Роснефть
---	------------	---	---------	---	----------	--	----------	---	----------

Рис. 7.1 – Карта сегментирования рынка услуг

Как видно из таблицы основными сегментами рынка являются крупные и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи и нефтепереработки для формирования спроса является группа независимых крупных и малых нефтедобывающих компаний.

7.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);

- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице:

Таблица 7.1

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}		К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Модернизованность геофизических приборов	0,2	5	5	4		1	0,8
2.Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	2	3	0,75	0,3	0,45
2. Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
4. Безопасность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Энергоэкономичность	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,18	5	4	3	1,0	0,6	0,8
2.Конкурентоспособность исследования	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2

3. Финансирование проекта	0,05	2	4	3	0,1	0,2	0,15
4. Наличие сертификации разработки	0,02	5	4	5	0,1	0,08	0,1
Итого	1	42	36	33	4,95	3,23	3,75

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

Где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента; B_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

В качестве примера рассчитаем конкурентоспособность моего проекта:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 0,2 * 5 + 0,15 * 5 + 0,1 * 5 + 0,1 * 5 + 0,15 * 5 + 0,18 * 5 + 0,05 * 5 + 0,05 * 5 + 0,02 * 5 = 4,95$$

Конкурентоспособность разработки составила 4,95, в то время как двух других аналогов 3,45 и 4,75 соответственно. Результаты показывают, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как модернизированность геофизических приборов, удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

7.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица (табл. 2) SWOT-анализа.

Таблица 7.2

Матрица SWOT

	Сильные стороны: С1. Устойчивое финансовое состояние С2. Прибыльность С3. Квалифицированные сотрудники.	Слабые стороны: Сл1. Отсутствие спонсорского финансирования Сл2. Большой срок поставок материалов и комплектующих, необходимых для построения установки. Сл3. Удаленность потенциальных потребителей.
Возможности: В1. Использование инфраструктуры ПАО «Газпром» В2. Появление дополнительного спроса на разработку. В3. Повышение стоимости конкурентных разработок.		
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии. У2. Развитая конкуренция технологий производства. У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования.		

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон

возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в таблице 3:

Таблица 7.3

Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	-	-	-
	B2	+	+	+
	B3	+	+	+
Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	Y1	+	+	+
	Y2	+	+	+
	Y3	0	-	-
Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	-	-
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-
Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	Y1	-	+	+
	Y2	-	-	-
	Y3	-	-	0

Таблица 7.4

SWOT-анализ

	Сильные стороны: С1. Простота применения С2. Адекватность разработки С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта.	Слабые стороны: Сл1. Отсутствие спонсорского финансирования Сл2. Большой срок поставок материалов и комплектующих, необходимых для построения скважины. Сл3. Удаленность потенциальных потребителей.
Возможности:	Простота применения и адек-	Помощь в финансировании

<p>В1. Использование инфраструктуры ПАО «Газпром»</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на разработку.</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>ватность разработки может вызвать спрос на нее, а это в свою очередь увеличит количество спонсоров. Кроме того, унифицированность и адекватность разработки может уменьшить конкурентоспособность других разработок.</p>	<p>проекта могут оказать инновационные инфраструктуры</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии.</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий производства.</p> <p>У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования.</p>	<p>Использование более новой информации, простота и адекватность математической модели позволяют повысить спрос и конкуренцию разработки, что уменьшает влияние финансирования</p>	<p>Большой срок поставок материалов и комплектующих, необходимые для построения скважины и удаленность потенциальных потребителей приведет к отсутствию спроса.</p>

7.2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

При любом проектировании всегда есть несколько методов или вариантов достижения цели, т.е. несколько альтернатив. Выше были описаны методы, позволяющие выявить и предложить возможные альтернативы проведения исследования и доработки результатов. Приведенные в предыдущих пунктах методы в основном ориентированы на совершенствование результатов научного проектирования, находящегося на стадии разработки. Обычно, используя морфологический подход, можно предложить не менее трех основных вариантов совершенствования разработки или основных направлений научного исследования. Морфологический подход заключается в исследовании всех выявленных альтернатив, которые вытекают из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования. Такой подход охватывает как известные, так и новые, необычные варианты, которые при простом переборе могли быть упущены. С

помощью комбинации вариантов получают большое количество различных решений, многие из которых представляют практический интерес.

Научно-технический прогресс не стоит на месте и развивается очень стремительно. Из этого следует, что разрабатываемые сейчас технические проекты скоро могут стать не актуальными. В связи с этим, разработку новых проектов нужно осуществлять с учетом их дальнейшего развития. Это означает, что системы электроснабжения, разрабатываемые в наше время, должны уметь приспосабливаться к условиям новой среды, т.е. быть динамичными. Поэтому необходимо определить дальнейшие пути развития или модификации разрабатываемой системы электроснабжения данного предприятия. Удобнее всего рассматривать имеющиеся варианты в виде морфологической матрицы, приведенной в табл. 5.

Таблица 7.5

Альтернативы проведения исследования			
	1	2	3
А:Тип промывочной жидкости	Глинистый раствор	Полимерный раствор	Раствор на водной основе
Б:Направление скважины	Горизонтальная	Вертикальная	Наклонно-направленная
В:Тип технического оборудования в скважине	Репер	Пакер	Воронка НКТ

Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений осуществляется с позиции его функционального содержания и ресурсосбережения. Для созданной морфологической матрицы выделим три наиболее перспективных пути развития разрабатываемой схемы снабжения, а именно:

1. А1Б1В2
2. А3Б2В3
3. А2Б1В1

Морфологическая матрица позволяет наглядно рассмотреть перспективы развития, возможность расширения производственных

решений, введение модификаций и усовершенствование разрабатываемой схемы.

Наиболее приемлемым является третий вариант, так как сочетает в себе высокую экономичность и надежность.

7.3 Планирование научно-исследовательских работ

7.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и студент. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ (табл. 6).

Таблица 7.6

Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность Исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления Исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Дипломник
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Изучение района исследования	Дипломник
	6	Анализ ранее проведенных работ на территории исследования	Дипломник
	7	Построение физико-геологической модели продуктивного пласта	Дипломник
	8	Выбор и обоснование положения проектной скважины	Дипломник

	9	Выбор методики и техники исследования	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка качества полученных результатов	Руководитель, Дипломник
	11	Определение целесообразности проведения исследования	Руководитель, Дипломник
	12	Оформление пояснительной записки	Дипломник
	13	Разработка презентации и раздаточного материала	Дипломник

7.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{mini} + 2t_{maxi}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.; t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.; t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так

как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65%.

$$T_{pi} = \frac{t_{ож}}{Ч_1},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.; $t_{ож}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.; $Ч_1$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – составление и утверждение технического задания:

$$t_{ож1} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2t_{max}}{5} = \frac{3 \cdot 8 + 2 \cdot 12}{5} = 9.6 \text{ чел.-дн.};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ож}}{Ч_1} = \frac{9.6}{1} = 9.6 \text{ раб.дн.}$$

7.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях; T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году; $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

В качестве примера рассчитаем длительность работ в календарных днях T_{ki} для 1 работы – составление и утверждение технического задания:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = T_{pi} \cdot \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = 9.6 \cdot \frac{365}{365 - 104 - 14} = 14.208$$

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу 7:

Таблица 7.7

Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнители, количество			Длительность работ в рабочих днях T_{pi}			Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	t_{\min} чел.-дни			t_{\max} чел.-дни			$t_{\text{ож}}$ чел.-дни											
	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3
Составление и утверждение технического задания	8	7	5	12	11	10	9.6	8.6	7	1	2	1	9.6	4.3	7	14.208	6.364	10.36
Подбор и изучение материалов по теме	6	10	13	8	12	20	6.8	10.8	15.8	1	2	2	6.8	5.4	7.9	10.064	7.992	11.692
Выбор направления исследований	5	11	10	6	10	13	5.4	10.6	11.2	2	1	2	2.7	10.6	5.6	3.996	15.688	8.288
Календарное планирование работ по теме	11	14	14	14	17	16	12.2	15.2	14.8	1	2	2	12.2	7.6	7.4	18.056	11.248	10.952
Изучение района исследования	10	12	14	14	15	16	11.6	13.2	14.8	1	2	1	11.6	6.6	14.8	17.168	9.768	21.904
Анализ ранее проведенных ГИС	9	13	16	13	16	18	10.6	14.2	16.8	1	1	1	10.6	14.2	16.8	15.688	21.016	24.864

Продолжение таблицы 7.7

Составление Физико- геологической модели	11	7	6	16	12	10	13	9	7.6	1	2	1	13	4.5	7.6	19.24	6.66	11.248
Выбор и обоснование положения проектной скважины	5	10	14	9	11	16	6.6	10.4	14.8	1	2	1	6.6	5.2	14.8	9.768	7.696	21.904
Выбор методики и техники исследования	5	7	8	9	13	15	6.6	9.4	10.8	1	1	2	6.6	9.4	5.4	9.768	13.912	7.992
Оценка эффективности полученных результатов	5	10	14	10	12	16	7	10.8	14.8	2	2	2	3.5	5.4	7.4	5.18	7.992	10.952
Определение целесообразности проведения процесса	16	20	21	20	22	23	17.6	20.8	21.8	2	1	1	8.8	20.8	21.8	13.024	30.784	32.264
Оформление пояснительной записки	4	6	9	5	8	10	4.4	6.8	9.4	1	1	1	4.4	6.8	9.4	6.512	10.064	13.912
Разработка презентации и раздаточного материала	7	9	6	9	11	8	7.8	9.8	6.8	1	2	1	7.8	4.9	6.8	11.544	7.252	10.064
Итого, дн																154.216	156.436	196.396

Таблица 7.8

Календарный план-график проведения																		
№ раб	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дней	Продолжительность выполнения работ														
				январь			февраль			март			апрель			май		
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	14.208															
2	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник	10.064															
3	Выбор направления исследований	Руководитель, Дипломник	3.996															
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	18.056															
5	Изучение района исследования	Дипломник	17.168															
6	Анализ ранее проведенных ГИС	Дипломник	15.688															
7	Составление Физико- геологической модели	Дипломник	19.24															
8	Выбор и обоснование положения проектной скважины	Дипломник	9.768															
9	Выбор методики и техники исследования	Дипломник	9.768															
10	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Дипломник	5.18															
11	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Дипломник	13.024															
12	Оформление пояснительной записки	Дипломник	6.512															
13	Разработка презентации и раздаточного материала	Дипломник	11.544															
Руководитель		Дипломник																

7.4 Бюджет научно-технического исследования НТИ

Расчет материальных затрат НТИ

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3-5 % от цены). Результаты по данной статье занесём в таблицу 9.

Таблица 7.9

Материальные затраты										
Наименование	Ед. изм-я	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З _м , руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Ручка	шт.	4	6	3	27	9	86	108	54	258
Тетрадь	шт.	1	1	2	30.56	265	30.65	30.56	265	61.3
Картридж для принтера	шт	1	1	1	450	470	500	450	470	500
Карандаш	шт	4	5	4	15	25	20	60	125	80
Миллиметровая бумага	упаковка	1	2	1	59	80	89	59	160	89
Бумага белая, А4	пачка	1	1	2	215	200	220	215	200	440
Транспортно-заготовительные расходы (5%)								133.628	63.7	71.415
Итого:								968.68	1337.7	1499.72

Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера ноутбука для участника проекта, ПО MicrosoftOffice для создания документов, лицензионного программного пакета CorelDrawX8 для компьютерной оцифровки структурных карт и диаграмм и Surfer 8.0 для построения карт изолиний и трехмерных изображений.

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Например, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 25 месяцев и его использовании в течение 9 месяцев составит 27 тысяч рублей.

Таблица 7.10

Затраты на оборудование									
Наименование оборудования	Количество ед. оборудования			Цена ед. оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Ноутбук	1	2	2	27	30	15	27	60	30
Принтер	1	1	1	2.7	5	3	2.7	5	3
ПО Microsoft Office	1	2	2	8	9	10.5	8	18	21
Surfer 8.0	1	0	2	39	39	39	39	0	78
CorelDrawX8	1	2	2	11	11	11	11	22	22
Итого:							87.7	105	154

Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$C_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}},$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата; $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{раб}},$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника; T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл.); $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя; F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 7.11

Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Дипломник
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	66	66
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	48
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	237	237

$$Z_{\text{дн}}(\text{рук}) = (18000 \cdot 10,4) / 237 = 789,87 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{дн}}(\text{дип}) = (6000 \cdot 10,4) / 237 = 263,29 \text{ руб.},$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_b \cdot (k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p$$

где Z_b – базовый оклад, руб.; $k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда); k_d – коэффициент доплат и надбавок; k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 7.12

Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _б ,руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	З _м ,руб.	З _{дн} ,руб.	Т _р ,раб. дн.	З _{осн} ,руб.
Руководитель	18000	0,3	0,2	1,3	28000	789,87	43	33332,74
Дипломник	6000	-	-	1,3	10500	263,29	45	11803,37
Итого:								45136,11

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 12 - 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн}$$

где $З_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.; $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплаты; $З_{осн}$ – основная заработная плата, руб. В табл. 13 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 7.13

Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Дипломник
Основная зарплата	33332,74	11803,37
Дополнительная зарплата	4980,75	1763,72
Итого по статье $C_{зп}$	38313,5	13567,1

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды:

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}),$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

Таблица 7.14

Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	33332,74	4980,75
Дипломник	11803,37	1763,72

Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды (только для руководителя)	27,1%
Отчисления, руб.	10383
Итого	10383

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 7.15

Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НТИ	968.68	1337.7	1499.72
2. Специальное оборудование для научных работ	87700	105000	154000
3. Основная заработная плата	45136,11	45136,11	45136,11
4. Дополнительная заработная плата	6744,5	6744,5	6744,5
5. Отчисления во внебюджетные фонды	14059,7	14059,7	14059,7
6. Бюджет затрат	153640,3	170940,3	219940,3

7.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}},$$

где I_{ϕ}^p - интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} - стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{\max} - максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a,$$

где I_m - интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i - весовой коэффициент i -го параметра; b_i^a , b_i^p - балльная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n - число параметров сравнения.

Таблица 7.16

Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта					
Объект исследования Критерии		Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1.Способствует производительности пользователя	росту труда	0,1	5	4	4
2.Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)		0,15	5	2	3
3.Безопасность		0,15	5	4	4
4.Энергоэкономичность		0,20	5	4	3

5.Надежность	0,25	5	3	4
6.Материалоемкость	0,15	4	3	5
ИТОГО	1	4,85	3,3	3,8

$$I_{p\Box ucn1} = 5*0,1 + 4*0,15 + 5*0,15 + 5*0,2 + 5*0,25 + 4*0,15 = 4,85;$$

$$I_{p\Box ucn2} = 4*0,1 + 2*0,15 + 4*0,15 + 4*0,2 + 3*0,25 + 3*0,15 = 3,3;$$

$$I_{p\Box ucn3} = 4*0,1 + 3*0,15 + 4*0,15 + 3*0,2 + 4*0,25 + 5*0,15 = 3,8.$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I^p_{финр}$) и аналога ($I^a_{финр}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{исп.1}^{финр}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{исп.2}^{финр}} \text{ и т.д.}$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp}):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}}$$

Таблица 7.17

Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,81	0,86	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,85	3,3	3,8
3	Интегральный показатель эффективности	5,99	3,84	3,8
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога)	1,56	1,01	0,63

Вывод: в ходе выполнения данного раздела были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран вариант исполнения 1.

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ВВЕДЕНИЕ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными ими обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Проектируемые геофизические работы для оценки технического состояния скважины методами промыслово-геофизических исследований, а именно, выявление интервалов негерметичности в стволе и оценка качества цементирования исследуемого интервала, будут проводиться осенью на Ямбургском газоконденсатном месторождении. Административно месторождение располагается в Ямало-Ненецком автономном округе к северо-востоку от г. Ямбург. Климат района резко континентальный, с холодной продолжительной зимой и коротким, сравнительно теплым летом. Самый холодный месяц – январь (до –60 С). Устойчивый снежный покров устанавливается в ноябре, сходит в конце апреля.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Специальные нормы трудового законодательства

Согласно перечню мероприятий на объектах (месторождениях) компании применяется вахтовый метод работы: 30/30, дневная смена – с 8:00 до 20:00, ночная смена с 20:00 до 8:00. Время для отдыха и приёма пищи – с 12:30 до 14:00. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ). Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с

проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором. На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ). Для сотрудников компании, предусмотрено добровольное медицинское страхование. Сотрудник, имея полис ДМС на определенную сумму, получает возможность обратиться в медицинское учреждение за оказанием платных медицинских услуг. Также сотрудникам, работающим на объектах компании в районах Крайнего севера, предоставляется отпуск длительностью в 52 дня.

8.1.2 Организационные мероприятия

Геофизические работы в скважинах должны производиться после принятия скважины у представителя «заказчика», как правило, это мастер участка или главный геолог, под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия «подрядчика» – начальника партии.

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным «заказчиком» и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей куста эксплуатационных скважин.

Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство монтажа лубрикаторного оборудования, спуска, замены и извлечения скважинных приборов.

Автокран, ППУ, каротажный подъемник должны быть исправны для бесперебойного обеспечения выполнения геофизических работ.

Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника.

Мостки на устье скважины должны быть исправны и очищены от нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна быть не менее $2/3$ разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске прибора на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля. Каротажный подъемник должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников

геофизического оборудования. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон.

8.2 Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1

Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-15)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральный	
1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.029-80
2. Отклонение показателей микроклимата в помещении	-	+	СанПиН 2.2.4.548-96 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 СП 60.13330.2012
2. Поражение электрическим током	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.038-82 СанПиН 2.2.2/2.4. 1340-03
3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.038-82
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	-	+	СНиП 23-05-95
5. Превышение уровней шума	+	-	ГОСТ 12.1.003-83 ГОСТ 12.4.125-83 СН 2.2.4/2.1.8.562-96

8.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Полевой этап

Вредные производственные факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности и отрицательному влиянию на потомстве.

1. Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе

На территории Ямбургского месторождения планируется вести работы в осенний период, соответственно, необходимо рассмотреть воздействие факторов микроклимата на организм человека в прохладное время года.

Климат представляет собой комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность теплового излучения, величину атмосферного давления. Влияние климатических условий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, особенно в северных районах страны, а также в ночное время суток.

Исследования в скважине проводились в конце сентября 2017 года (период работ 1 – 2 дня), температура воздуха составляет от +15 до -15 °С в данной климатической зоне, возможны осадки в виде дождя и снега, а также установление постоянного снежного покрова.

При отрицательных температурах и осадках следует ограничивать время нахождение работников на открытом воздухе, а также применять средства защиты от дождя и холода в виде дождевиков и термобелья. Данный

период характеризуется повышенной заболеваемостью ОРВИ и ГРИППом, следует поддерживать постоянную температуру тела путем организации оптимального режима труда и отдыха.

ГИС запрещается проводить во время грозы, сильных туманов, сильного дождя, так как при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями.

2. Превышение уровня шума

При геофизических исследованиях в эксплуатационных скважинах возрастает уровень шума на устье скважины. Источником шума являются автокран, удерживающий лубрикаторное оборудование, каротажный подъемник, передвижная паровая установка (ППУ), дизельная электростанция.

Шум – это сочетание звуков различной частоты и интенсивности. Основными физическими характеристиками шума являются следующие: частота звука, интенсивность звука, звуковое давление. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека, до значений, не превышающих допустимые 80 дБА для рабочих мест водителей и обслуживающего персонала тракторов самоходных шасси, прицепных и навесных сельскохозяйственных машин, строительно-дорожных и других аналогичных машин (ГОСТ 12.1.003-2014).

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов (установка дизельного генератора на полимерные проставки и пружины, чтобы уменьшить вибрацию на жилой вагончик, т.к. они совмещены в один прицеп);

– звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов;

– использование средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, беруши, специальные костюмы).

Камеральные работы

1. Отклонение показаний микроклимата в помещении

Микроклимат определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температуры окружающих поверхностей.

Особенно большое влияние на микроклимат оказывают источники теплоты, находящиеся в помещении передвижной каротажной лаборатории. Источниками теплоты здесь являются ЭВМ и вспомогательное оборудование, приборы освещения.

В помещениях, должны соблюдаться следующие параметры микроклимата по СанПиН 2.2.4.548-96 (Табл. 8.2).

Таблица 8.2

Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах
производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Іб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый	Іб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1

Предварительная обработка и интерпретация относится к «Іб» категории работ.

Объем помещения каротажной станции составляет 12 м³. Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м³, составляет не менее 30 м³/чел.*час.

Для того чтобы обеспечить вышеуказанные параметры необходимо предусматривать систему отопления и кондиционирования или эффективную приточно-вытяжную вентиляцию. Приточно-вытяжная система вентиляции состоит из двух отдельных систем приточной и вытяжной, которые одновременно подают в помещение чистый воздух и удаляют из него загрязненный. Приточные системы вентиляции также возмещают воздух, удаляемый местными отсосами и расходуемый на технологические нужды. В помещении с ЭВМ должна каждый день выполняться влажная уборка.

2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

При работе на компьютере, как правило, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении. Источниками света в передвижной каротажной станции при искусственном освещении являются лампы накаливания.

Недостаточная освещенность может возникать при неправильном выборе осветительных приборов при искусственном освещении и при неправильном направлении света на рабочее место при естественном освещении.

По нормам освещенности при работе с экраном дисплея и в сочетании с работой над документами рекомендуется освещенность 300-500 лк рабочей поверхности при общем освещении (СП 52.13330.2016).

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон таким образом, чтобы оконные проемы находились с левой стороны. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы специальные экранизирующие устройства. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемые жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

На случай внезапного (при аварии) отключения электричества, а, следовательно, рабочего освещения существует аварийный генератор, который расположен в самой каротажной станции.

8.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы – воздействия, которые в определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

Полевые работы

1. Поражение электрическим током

В полевых условиях электричеством снабжаются: машины, жилой передвижной вагончик, геофизическое оборудование, сварочные работы при различном ремонте оборудования, электричество поступает с дизельной электростанции, мощностью 12кВт, напряжение которой не превышает 380В.

Основными причинами электротравматизма являются: ошибочное неотключение ремонтируемого элемента системы; работа без проверки правильности отключения, отсутствия заземления, работа на оборудовании с неисправной изоляцией и защитой (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Согласно ГОСТ Р 12.1.019-2009 защита от поражения электрическим током, используются следующие технические мероприятия:

1. Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства:
 - защитные оболочки;
 - защитные ограждения (временные или стационарные);
 - безопасное расположение токоведущих частей;
 - изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);

- изоляцию рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;
- предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

2. Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

- защитное заземление;
- систему защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляцию нетоковедущих частей;
- электрическое разделение сети;
- контроль изоляции;
- компенсация токов замыкания на землю;
- средства индивидуальной защиты.

Технические способы и средства применяют раздельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При работе с подъемно-крановой станцией, автокраном, передвижной парообразующей установкой (ППУ) происходят различные

виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с оборудованием, инструментами в случае аварии, стихийного бедствия, климатических факторов.

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода-изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

Камеральные работы

1. Поражение электрическим током

Инженер-геофизик работает с такими электроприборами, как системный блок и монитор. В данном случае существует опасность электропоражения в следующих случаях: при прикосновении к нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением; при соприкосновении с полом, стенами, оказавшимися под напряжением.

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82. Проходя через тело человека электрический ток вызывает одно из следующих воздействий: термическое, электролитическое (разложение органических жидкостей и изменение их

состава), биологическое (раздражение и возбуждение живых тканей организма).

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновений и токов напряжением до 1000В с частотой тока 50 Гц не должны превышать значений: при продолжительности воздействия до 1 сек. предельно допустимый уровень напряжения должен быть не более 100-200В.

Согласно ПУЭ помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории без повышенной опасности поражения электрическим током. В этих помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (высокая влажность и температура, токопроводящая пыль и полы, химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части электрооборудования).

К работе с электроустановками должны допускаться лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью и выполняемой работой. Перед началом работы с электроприбором рабочий персонал должен убедиться в исправности оборудования, проверить наличие заземления, при работе с электроустановками используют устройства защитного отключения.

Основные меры защиты:

- защита от прикосновения к токоведущим частям электроустановок (изоляция проводов, блокировка, сигнализация, знаки безопасности и плакаты);
- защиты от поражения электрическим током при контакте человека с металлическими корпусами, оказавшимися под электричеством (защитное заземление, защитное отключение).

При работе с компьютером соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ 12.1.038-82).

8.3 Экологическая безопасность

Геологическая среда - неотъемлемая часть окружающей среды, в которую входят 4 компонента: горные породы, подземные воды, животный мир и воздушный бассейн.

Экологическая безопасность – состояние природной среды, обеспечивающее экологический баланс в природе и защиту окружающей среды и человека от вредного воздействия неблагоприятных факторов, вызванных естественными процессами и антропогенным воздействием, включая техногенное и сельскохозяйственное.

Влияние на литосферу

Проведение геофизических работ в скважине может привести к загрязнению почв. Вредное воздействие на литосферу заключается в загрязнении горюче-смазочными материалами (дизельное топливо, моторное масло, в случае неисправности двигателей автомашин и неаккуратности при дозаправке), и жидкостью, которой заполнена скважина (нефть, газоконденсат, состоящий из бензиновых и керосиновых компонентов).

Так, загрязнение почвы сводится к процессам, связанным со спуско-подъемными операциями с прибором. Небольшое количество бурового раствора из скважины попадает непосредственно на почву во время записи каротажных диаграмм, так как лубрикаторное оборудование не обеспечивает полную герметичность работающей скважины, а также во время замены скважинного прибора с него стекает жидкость.

Для предотвращения загрязнения почв на месторождении планируются регулярные контрольные проверки двигателей автомашин, перевозящих каротажные подъемники для исключения попадания горюче-смазочных материалов из двигателя на почву, а также, при проведении работ в скважине, использование нового лубрикаторного оборудования, не подлежащего износу, с двойными уплотнителями, не допускающими выбросов и утечек бурового раствора из работающей скважины.

Влияние на гидросферу

Скважина, в которой будут проводиться проектируемые исследования находится на отсыпанном песком месте в заболоченном участке (тундра), что влечет за собой вероятность загрязнения гидросферы, путем просачивания загрязняющих агентов (нефть, газоконденсат, дизельное топливо) через песок.

Кусты должны быть оборудованы емкостями для временного хранения скважинной жидкости, которая стравливается по шлангу в емкость через специальный клапан в лубрикаторном оборудовании во избежание попадания их в гидросферу. После окончания работ отходы будут утилизированы. Автомобили должны поддерживаться в исправном состоянии.

Влияние на атмосферу

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота (NO_2), оксид углерода (CO - угарный газ), диоксид серы (SO_2), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это метан (до 96%).

По ГН 2.2.5.1313-03 предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять:

- Оксиды азота: $0,04-0,06 \text{ мг/м}^3$
- Оксид углерода: 3 мг/м^3
- Диоксид серы: $0,05 \text{ мг/м}^3$
- Метан: 7000 мг/м^3

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ, а также

проверка и ремонт сальников лубрикатора, чтобы минимизировать выбросы природных углеводородов (согласно типовым инструкциям по безопасности геофизических работ).

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На данном участке в осенний период времени года, где предполагается провести геофизические работы, может возникнуть такая чрезвычайная ситуация как пожар.

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или эксплуатация электрооборудования без соблюдения правил техники безопасности; неисправность и перегрев отопительных электрообогревателей; разряды статического электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей, проверки знаний и навыков.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны: не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности; разъяснять подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара; обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара принять меры по его ликвидации.

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

1. Огнетушитель (ОУ-2) – 1 шт. (на каждую машину)
2. Ведро пожарное – 1 шт.
3. Топоры – 1 шт.
4. Ломы – 2 шт.
5. Кошма – 2×2м (на каждую машину).

Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания.

За нарушение правил, рабочие несут ответственность, относящуюся к выполняемой ими работе или специальных инструкций в порядке, установленном правилами внутреннего распорядка.

Также возможно возникновение пожара в каротажной станции.

Общие требования пожарной безопасности к объектам защиты различного назначения регламентируются Федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013).

По пожарной и взрывной опасности, (согласно НПБ 105-03), помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории В1-В4 (пожароопасные): твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б (в помещениях преобладает деревянная мебель и пол).

В каротажной станции, в которой расположена лаборатория и ЭВМ, предъявляются следующие общие требования:

- наличие инструкций о мерах пожарной безопасности;
- наличие схем эвакуации людей в случае пожара;
- средства пожаротушения (огнетушитель типа ОУ-2).

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа.

Условие проведения работ по проекту исключает ГНВП (газонефтеводопроявление).

Вывод: В ходе выполнения раздела социальной ответственности дипломного проекта были продуманы и предложены несколько вариантов решений уменьшения вредных и опасных факторов как на самого работника, так и на окружающую среду на всех этапах проекта, на основе имеющихся данных и опыта самого автора этого.

Также были получены практические знания по поиску и применению региональных стандартов ГОСТов в разных областях безопасности жизнедеятельности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Промыслово-геофизические исследования являются неотъемлемой частью эксплуатации скважин, а также комплексного наблюдения и контроля за их техническим состоянием, так как наличие заколонных перетоков и негерметичности эксплуатационной колонны ведут к материальным затратам, связанным с незапланированным ремонтом скважины, необходимого для ликвидации негативных последствий, снижающих продуктивность скважины.

Постоянное совершенствование технологий промысловой геофизики способствует стремительному росту эффективности осуществления мониторинга за состоянием скважин всех типов, решению как технических, так и технологических проблем скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ямало-Ненецкого автономного округа»: 2002;
2. Отчет ТО ЯмбургГазДобыча «Подсчет геологических запасов нефти и газа Ямбургского месторождения», 2012;
3. Фондовые материалы геологического отдела «Севергазгеофизика», ООО «Газпром георесурс»;
4. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 780 с.;
5. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин / М.Г. Латышова. – Москва : Недра, 1991. – 218 с.;
6. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважина / С.С. Итенберг. – Москва : Недра, 1987. – 372 с.;
7. Руководство по эксплуатации аппаратуры комплексного технического контроля скважин и скважинного оборудования КСАТ;
8. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике/ под общ. ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой. – М.: Инфраинженерия, 2009. – 960 с.;
9. ГОСТ 12.1.003–15 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
10. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов по безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1);
11. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация;
12. ГОСТ 12.1.030–81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;
13. ГОСТ 12.1.038–82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов (с Изменением № 1);
14. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
15. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным

электронно-вычислительным машинам и организации работы»;

16. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха;

17. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;

18. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование;

19. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;

20. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;

21. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны;

22. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013).

23. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;

24. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования;

25. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание, дополненное с исправлениями. Новосибирск – 2006;

26. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, 2001 г.;

27. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. Книга III, Москва, 1996 г.;

28. Шарафутдинов Р.Ф., Валиуллин Р.А., Федотов В.Я., Закиров М.Ф.. Опыт использования метода активной термометрии при диагностике состояния эксплуатационных скважин // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2010. №4. С. 5–12;

29. Канафин И.В., Шарафутдинов Р.Ф., Федотов В.Я., Космылин Д.В. Изучение формирования тепловой метки в стволе скважины при индукционном нагреве колонны для оценки дебита межпластовых перетоков // Сборник трудов конференции «БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ», – Краснодар, 2017;

30. Перечень мероприятий по улучшению условий и охраны труда работников ПФ «Севергазгеофизика»;

31. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. -

№1 (Ч. 1). – Ст. 147;

32. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - №1 (Ч. 1). – Ст. 168.1;

33. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - №1 (Ч. 1). – Ст. 221;

34. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы ССН, вып.3, часть 5, геофизические исследования в скважинах. М. 1993 г.;

35. ПОСН 81-2-49 Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ.